TUGAS AKHIR - SF 184801

PREDIKSI TEKANAN PORI MENGGUNAKAN METODE EATON UNTUK MENENTUKAN BERAT JENIS LUMPUR PENGEBORAN PADA LAPANGAN X

Zaimatus Sa'diyah
NRP 01111640000052

Dosen Pembimbing
Dr. Sungkono

Departemen Fisika
Fakultas Sains Dan Analitika Data
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2020

TUGAS AKHIR - SF 184801

PREDIKSI TEKANAN PORI MENGGUNAKAN METODE EATON UNTUK MENENTUKAN BERAT JENIS LUMPUR PENGEBORAN PADA LAPANGAN X

Zaimatus Sa'diyah
NRP 01111640000052

Dosen Pembimbing
Dr. Sungkono

Departemen Fisika
Fakultas Sains dan Analitika Data
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya
2020

"Halaman ini sengaja dikosongkan"

FINAL PROJECT - SF 184801

PORE PRESSURE PREDICTION USING EATON METHOD FOR DETERMINING SPECIFIC MUD WEIGHT OF DRILLING IN X FIELD

Zaimatus Sa'diyah
NRP 01111640000052

Advisor
Dr. Sungkono

Department of Physics
Faculty of Science and Data Analitic
Sepuluh Nopember Institute of Technology
Surabaya
2020

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LEMBAR PENGESAHAN

"PREDIKSI TEKANAN PORI MENGGUNAKAN METODE EATON UNTUK MENENTUKAN BERAT JENIS LUMPUR PENGEBORAN PADA LAPANGAN X"

Disusun untuk memenuhi syarat kelulusan mata kuliah
Tugas Akhir Program Strata 1
Departemen Fisika
Fakultas Sains dan Analitika Data
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

Disusun Oleh :
ZAIMATUS SA'DIYAH
NRP. 01111640000052

Disetujui oleh Pembimbing Tugas Akhir:

Dosen Pembimbing
Dr. Sungkono (..............................)
NIP. 19850702.201404.1.002

KEMENTERIAN PENDIDIKAN DAN KEBUDAYAAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
FAKULTAS SAINS DAN ANALITIKA DATA
DEPARTEMEN FISIKA

Surabaya, Agustus 2020

"Halaman ini sengaja dikosongkan"

Prediksi Tekanan Pori Menggunakan Metode Eaton untuk Menentukan Berat Jenis Lumpur Pengeboran Pada Lapangan X

Nama	**: Zaimatus Sa'diyah**
NRP	**: 01111640000052**
Departemen	**: Fisika, Fakultas Sains Dan Analitika Data ITS**
Dosen Pembimbing	**: Dr. Sungkono**

ABSTRAK

Tekanan pori dapat digunakan untuk menentukan berat jenis lumpur pengeboran yang dihitung melalui metode Eaton menggunakan log sonic dan log resistivitas pada zona shale. Untuk menentukan tekanan pori, *normal compaction trendline* (NCT) dan eksponen Eaton diperlukan. Nilai eksponen Eaton pada Lapangan X (Cekungan Sumatera Selatan) dari log resistivitas untuk Sumur A−E secara berurutan ialah 0,68; 0,61; 1,47; 1,04; dan 0,77, sedangkan dari log sonic untuk Sumur A−E secara berurutan ialah 3,70; 2,38; 3,30; 1,93; dan 2,61. Selain itu, hasil estimasi tekanan pori terbesar berada pada formasi Talang Akar dan Gumai dengan lithologi 40−100% shale sebagaimana pada *final well report* (FWR). Tekanan pori dari log sonic lebih sesuai dengan data *formation tester* dari pada tekanan pori dari log resistivitas. Dengan demikian, rekomendasi berat jenis lumpur pengeboran didasarkan pada metode Eaton menggunakan log sonic dengan hasil bahwa berat jenis lumpur sumur A−E secara berurutan sebesar 9,9−11,4 ppg, 8,2−9,8 ppg, 9,5−11,7 ppg, 9,3−10,2 ppg, dan 9,4−11,4 ppg. Nilai rekomendasi ini memiliki berat jenis lumpur yang hampir sama dengan berat jenis lumpur yang digunakan pengeboran serta dibawah *leak off test* (LOT).

Kata kunci*: berat jenis lumpur pengeboran, eksponen Eaton, metode Eaton, tekanan pori.*

"Halaman ini sengaja dikosongkan"

“Pore Pressure Prediction Using Eaton Method for Determining Specific Mud Weight of Drilling in X Field”

Name : Zaimatus Sa’diyah
NRP : 01111640000052
Department : Physics, Faculty of Science and Data Analitic ITS
Advisor : Dr. Sungkono

ABSTRACT

Pore pressure can be used to determine the specific mud weight drilling via Eaton’s method using sonic log and resistivity log in the shale zone. In order to estimate pore pressure, both normal compaction trendline (NCT) and Eaton’s exponent are needed. The value of Eaton’s exponent in Field X (South Sumatra Basin) via resistivity log for well A−E are 0.68, 0.61, 1.47, 1.04, and 0.77, respectively, while from sonic log for well A−E are 3.70, 2.38, 3.3, 1.93,and 2.61, respectively. Furthermore, The largest pore pressure is in Talang Akar and Gumai formations with 40−100% shale lithology based on the final well report (FWR). In addition, The pore pressure estimation using sonic log is close formation tester data if compared with pore pressure via resistivity log. Consequently, the recommendation of specific mud weight drilling using Eaton’s method is based on the sonic log for well A−E are 9.9−11.4 ppg, 8.2−9.8 ppg, 9.5−11.7 ppg, 9.3−10.2 ppg, and 9.4−11.4 ppg, respectively. The recommendation is close to the actual specific mud weight drilling and under leak off test (LOT).

Keywords: *mud weight drilling, Eaton’s exponent, Eaton’s method, pore pressure.*

"This page is intentionally left blank"

KATA PENGANTAR

Puji syukur kepada Tuhan YME, karena atas kasih dan karunia-Nya, Penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir yang berjudul **"Prediksi Tekanan Pori Menggunakan Metode Eaton untuk Menentukan Berat Jenis Lumpur Pengeboran Pada Lapangan X"** dengan baik. Penulis menyadari dalam proses pengerjaan Tugas Akhir, tidak terlepas dari bantuan dan dukungan dari berbagai pihak. Maka pada kesempatan ini penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Bapak Dr. Sungkono selaku Dosen Pembimbing yang telah banyak memberikan saran, masukan, dan bimbingan yang membangun.
2. Bapak Andri Syafriya, S.T, M.T dan Dessy Widya Ratnasari, S.T selaku Pembimbing II dan Pembimbing III yang telah memberi semangat dan motivasi kehidupan bagi penulis selama mengerjakan Tugas Akhir di PetroChina Jakarta.
3. Ibu Yanurita Dwi Hapsari, M. Sc selaku Dosen Wali yang telah memberikan berbagai masukan dan nasehat selama berkuliah.
4. Bapak Dr. Gatut Yudoyono, M.T selaku Kepala Departemen Fisika ITS yang telah memberikan izin serta masukan bagi penulis untuk mengerjakan Tugas Akhir di Jakarta.
5. Seluruh Staff Pengajar Departemen Fisika ITS dan Laboran Laboratorium Geofisika yang telah membantu penulis menyelesaikan Tugas Akhir ini.
6. Kedua orang tua penulis Bapak Umar Said dan Ibu Mujayati, serta adik penulis Irma Qurotul Aini yang telah memberi dukungan serta senantiasa mendoakan penulis untuk dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini.
7. Rekan seperjuangan Tugas Akhir Nur Laili Maulidiyah yang telah sabar, pengertian, serta selalu membantu penulis dari Cilacap hingga Jakarta.
8. Teman-teman Laboratorium Geofisika ITS Mas Bram, Mas Iwan, Mega, Mufidah, Nandika, Reni, Aris, Eden, teman-teman

Geofisika 2016 lainnya serta adek-adek Geofisika 2017, terima kasih atas canda tawa, semangat, diskusi, dan makanannya.
9. Teman-teman Cangs Iid, Jannah dan Citra yang telah bersedia menjadi pendengar serta teman diskusi bagi penulis kala mengalami kebuntuan, kebosanan, dan kegabutan.
10. Teman-teman penulis yang setia dari dulu hingga sekarang: Ratna, Sintia, Nisak, Santi. Terima kasih telah saling memberi semangat walau sedang berada pada kesibukan masing-masing.
11. Sirius 2016, Himasika ITS, dan SM IAGI ITS yang telah mengisi masa perkuliahan penulis menjadi berwarna dan menyenangkan.
12. Seluruh staf PetroChina International Jabung yang telah menerima penulis dengan baik saat di Jakarta.
13. Seluruh pihak yang tidak bisa penulis sebut satu persatu.

Dalam penulisan Tugas Akhir ini masih terdapat kekurangan. Oleh karena itu, kritik, masukan, serta saran yang membangun sangat dibutuhkan bagi penulis agar kedepannya Tugas Akhir ini dapat dikembangkan lebih baik lagi. Akhir kata, semoga Tugas Akhir ini bermanfaat bagi para pembaca.

Surabaya, Agustus 2020

Penulis
Zaimatus Sa’diyah

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL ii
LEMBAR PENGESAHAN vi
ABSTRAK viii
ABSTRACT x
KATA PENGANTAR xii
DAFTAR ISI xiv
DAFTAR GAMBAR xviii
DAFTAR TABEL xx
BAB I 1
PENDAHULUAN 1
1.1 Latar Belakang 1
1.2 Rumusan Masalah 2
1.3 Tujuan Penelitian 2
1.4 Manfaat Penelitian 3
1.5 Batasan Masalah 3
BAB II 5
TINJAUAN PUSTAKA 5
2.1 Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan 5
2.2 Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan 5
2.3 Tekanan di Bawah Permukaan Bumi 9
2.3.1 Tekanan Hidrostatis 9
2.3.2 Tekanan Pori 10

2.3.3 Tekanan Overburden 11
2.3.4 Tekanan Efektif 12
2.4 Analisa Log 12
2.4.1 Log Resistivitas 13
2.4.2 Log *Gamma ray* 15
2.4.3 Log Sonic..17
2.4.4 Log Densitas...19
2.5 Metode Eaton untuk Estimasi Tekanan Pori 21
BAB III...23
METODOLOGI PENELITIAN 23
3.1 Metode Penelitian..23
3.2 Tahap Penelitian..23
BAB IV..27
HASIL DAN PEMBAHASAN 27
4.1 Penentuan Shale *Baseline*...27
4.2 Perhitungan...28
4.2.1 Tekanan Hidrostatis...28
4.2.2 Tekanan Overburden 29
4.3 Penentuan Kurva *Normal Compaction Trendline* (NCT)31
4.4 Prediksi Eksponen Eaton...32
4.5 Prediksi Tekanan Pori...35
4.6 Penentuan Berat Jenis Lumpur Pengeboran 39
BAB V 45
PENUTUP 45

5.1 Kesimpulan..45
DAFTAR PUSTAKA..47
LAMPIRAN 51
BIODATA PENULIS..69

"Halaman ini sengaja dikosongkan"

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Peta Cekungan Sumatra Selatan (Bishop, 2001) 6

Gambar 2.2 Kolom stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (PetroChina, 2015) 7

Gambar 2.3 Tekanan pada formasi (Zhang, 2011)................................ 11

Gambar 2.4 Prinsip tekanan pori menurut Terzaghi (Ramdhan, 2017). 12

Gambar 2.5 Contoh pengukuran data log (Rider, 1999) 13

Gambar 2.6 Prinsip fokus dan tidak fokus log resistivitas (dibuat ulang dari Rider, 1999) 14

Gambar 2.7 Respon log resistivitas pada suatu formasi (Rider, 1999) . 15

Gambar 2.8 Respon log *gamma ray* (Rider, 1999)............................... 16

Gambar 2.9 Respon log sonic (Rider, 1999) 18

Gambar 2.10 Skema log densitas (Glover, 2007)................................. 20

Gambar 3.1 Diagram alir penelitian 24

Gambar 4.1 Data sinar gamma dan volume clay pada sumur B (dari kiri ke kanan).. 28

Gambar 4.2 Tekanan hidrostatis sumur B, Lapangan X........................ 29

Gambar 4.3 Parameter sumur B; dari kiri kekanan secara berurutan log sinar gamma, log densitas, gradien *overburden* dan tekanan *overburden*. 30

Gambar 4.4 Kurva NCT log sonic Sumur B 32

Gambar 4.5 Hubungan antara *effective stress* dengan *transit time* pada Sumur B 34

Gambar 4.6 Hubungan antara *effective stress* dengan resistivitas pada Sumur B..34

Gambar 4.7 NCT untuk log sonic dan log resistivitas pada Sumur B ...36

Gambar 4.8 Perbandingan parameter-parameter mekanik pada Sumur B yang dihasilkan dari log sonic (kiri) dan log resistivitas (kanan). EFDT mengindikasikan tekanan pori hasil pengukuran, PP menotasikan tekanan pori-pori hasil prediksi menggunakan metode Eaton, OBPres merupakan tekanan *overburden,* dan HPres ialah tekanan hidrostatis...37

Gambar 4.9 *Windowing* berat jenis lumpur pengeboran Sumur B menggunakan data log; (a) log sonic, (b) log resistivitas 41

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Kecepatan log sonic pada batuan 18

Tabel 2. 2 Densitas matriks pada batuan 20

Tabel 4. 1 Parameter model NCT dengan log sonic 31

Tabel 4. 2 Parameter model NCT dengan log Resistivitas 32

Tabel 4. 3 Nilai eksponen Eaton 33

Tabel 4. 4 Perbandingan nilai tekanan pori semua sumur 38

Tabel 4. 5 Perbandingan *formation tester* dengan perhitungan metode Eaton Sumur B 38

Tabel 4. 6 Rekomendasi berat jenis lumpur pengeboran Sumur B dengan log sonic 42

Tabel 4. 7 Rekomendasi berat jenis lumpur pengeboran Sumur B dengan log resistivitas 42

Tabel 4. 8 *Range* rekomendasi berat jenis lumpur 43

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Laporan Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM, 2018) menunjukkan kebutuhan minyak dan gas meningkat setiap tahun, sebab kebutuhan energi saat ini belum dapat dipisahkan dari minyak dan gas. Hal tersebut menyebabkan berbagai lokasi baru dipelajari dan diteliti untuk memperoleh sumber-sumber minyak dan gas baru. Dalam menentukan lokasi baru diperlukan evaluasi formasi berupa porositas, saturasi air, serta tekanan pori untuk mengetahui potensi dan tantangan dalam pengeboran (York *et al.*, 2009).

Tekanan pori menjadi salah satu tantangan yang ada, kesalahan dalam estimasi tekanan pori dapat menyebabkan potensi kebencanaan antara lain: *blowout, kicks,* dan *wellbore breakout,* sehingga perlu dilakukan analisa kebencanaan secara komprehensif (Farid ArabAmeri, Hamid Soleymani, 2018; Ahmed *et al.*, 2019). Semburan lumpur yang terjadi di Sidoarjo, Jawa Timur merupakan salah satu contohnya. Semburan ini pertama kali terjadi pada tahun 2007 dengan kecepatan 5000 m^3/hari yang sampai saat ini masih aktif (Tingay, 2015). Bencana pengeboran ini telah menutup wilayah Sidoarjo sebanyak 6.5 km^2, menggenanggi 11.241 bangunan, dan menyebabkan sebanyak 39.700 orang untuk menggunggsi keluar dari wilayah lumpur Sidoarjo (Tingay, 2015).

Menurut Tingay (2015) *overpressure* yang terdapat pada area pengeboran ini menyebabkan *mud volcano* tersebut menggeluarkan lumpur secara terus-menerus. Mekanisme *overpressure* terjadi saat tekanan pori lebih besar dari tekanan hidrostatis pada suatu formasi (Zhang, 2011). Tekanan yang terdapat pada suatu formasi meliputi tekanan hidrostatis, tekanan pori, tekanan efektif, dan tekanan *overburden*.

Menurut Zhang (2011) perhitungan tekanan pori dapat digunakan sebagai indikator dalam menentukan berat jenis lumpur pengeboran dan mendesain *casing* dalam pengeboran. Metode-metode yang digunakan dalam menentukan tekanan pori sangat beragam mulai dari metode kompresi, metode d'exponential, metode Eaton, metode Bowers, Millie, Tau, dan masih banyak metode lain yang dapat digunakan.

Metode Eaton (1975) merupakan metode yang populer digunakan dalam perhitungan tekanan pori pada suatu formasi. Oleh sebab itu, penelitian ini dilakukan untuk mempredikasi tekanan pori menggunakan metode Eaton untuk menentukan berat jenis lumpur pengeboran pada Lapangan "X" Cekungan Sumatera Selatan.

1.2 Rumusan Masalah

Permasalahan yang diselesaikan dalam penenitian ini antara lain:

1. Berapa nilai eksponen Eaton pada Lapangan X berdasarkan log sonic dan log resistivitas?
2. Bagaimana menentukan formasi dengan nilai tekanan pori terbesar pada Lapangan X?
3. Bagaimana perbandingan antara hasil estimasi tekanan pori dengan log sonic dan log resistivitas di Lapangan X?
4. Berapa rekomendasi berat jenis lumpur yang dapat digunakan pada pengeboran Lapangan X?

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan yang muncul dalam penelitian ini yaitu:

1. Mengetahui nilai eksponen Eaton pada Lapangan X berdasarkan log sonic dan log resistivitas.
2. Mengetahui formasi yang memiliki nilai tekanan pori terbesar di Lapangan X.
3. Mengetahui perbandingan antara hasil estimasi tekanan pori dengan log sonic dan log resistivitas di Lapangan X.

4. Mengetahui berat jenis lumpur yang dapat digunakan pada pengeboran lapangan X.

1.4 Manfaat Penelitian

Manfaat penelitian ini bagi pihak akademis dapat digunakan sebagai acuan dalam melakukan penelitian prediksi tekanan pori atau rujukan untuk penelitian dengan topik yang serupa. Sedangkan untuk industri dapat digunakan sebagai acuan saat melakukan perhitungan tekanan pori serta penentuan berat jenis lumpur pengeboran di lapangan.

1.5 Batasan Masalah

Batasan masalah pada penelitian ini, antara lain:

1. Perangkat lunak atau *software* yang digunakan dalam mengolah data yaitu Interactive Petrophysics V3.5.
2. Estimasi tekanan pori dilakukan menggunakan metode Eaton log sonic dan log resistivitas.
3. Data pengukuran tekanan yang digunakan sebagai pembanding yaitu data pengukuran secara langsung (*formation tester* atau *pressure tester*).

"Halaman ini sengaja dikosongkan"

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan

Lokasi penelitian ini dilakukan pada Lapangan X yang berada pada Cekungan Sumatera Selatan, Sub Cekungan Jambi. Secara geografis Cekungan Sumatera Selatan terletak di Provinsi Sumatera yang dibatasi oleh Bukit Barisan di sebelah barat dan Paparan Sunda di sebelah timur (Ginger and Fielding, 2005).

Cekungan Sumatera Selatan ini terbentuk pada zaman Pra Tersier hingga zaman Tersier Awal (Bishop, 2001). Cekungan Sumatera Selatan terdiri atas 4 sub cekungan yaitu: Sub Cekungan Jambi, Sub Cekungan Palembang Utara, Sub Cekungan Palembang Selatan, dan Sub Cekungan Palembang Tengan (Panggabean and Santy, 2012). Letak Sub Cekungan Sumatera Selatan ditunjukkan oleh Gambar 2.1.

2.2 Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan

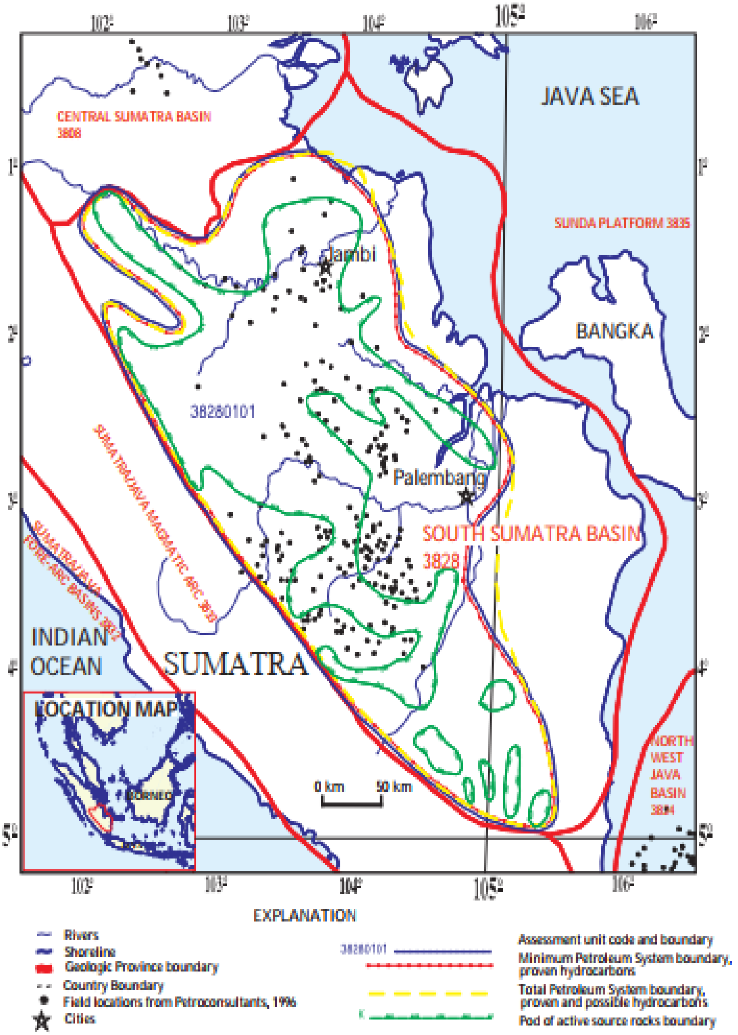
Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan ditunjukkan oleh Gambar 2.2. Secara umum, stratigrafi cekungan ini terdiri dari dua kelompok yang dapat dibedakan berdasarkan fase terbentuknya (Ginger dan Fielding, 2005). Masing-masing kelompok ini dapat dideskripsikan sebagai berikut:

1. Kelompok Telisa

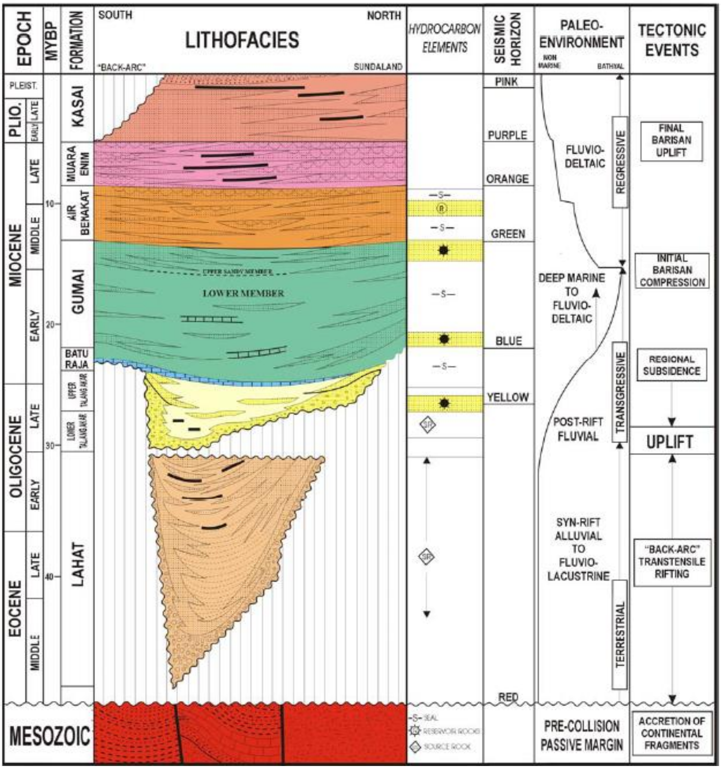
   Kelompok Telisa merupakan kelompok formasi yang terbentuk pada fase transgresi. Kelompok telisa ini terdiri dari Formasi Lahat/Lemat, Formasi Talang Akar, Formasi Batu Raja, dan Formasi Gumai.

2. Kelompok Palembang

   Kelompok Palembang merupakan kelompok formasi yang terbentuk pada fase regresi. Kelompok Palembang tersusun atas Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai.



Gambar 2.1 Peta Cekungan Sumatra Selatan (Bishop, 2001)



Gambar 2.2 Kolom stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (PetroChina, 2015)

Selanjutnya, Gambar 2.2 menunjukkan bahwa Cekungan Sumatera Selatan disusun atas beberapa formasi sebagaimana berikut:

a) Basement

Basement merupakan formasi tertua yang ditemukan di Cekungan Sumatera Selatan yang terbentuk pada zaman Mesozoik dan Paleozoik yang tersusun atas batupasir, konglomerat, breksi dan lempung (Pulunggono and Kosuma, 1992). Selain itu formasi ini juga memiliki batuan penyusun granit dan karbonat (Ginger and Fielding, 2005).

b) Formasi Lahat

Formasi Lahat terbentuk pada masa Eosen hingga Oligosen, pada formasi ini ketebalan mencapai 1070 meter dengan penyusun utama yaitu batupasir, konglomerat, breksi, dan *clay* (Bishop, 2001). Formasi ini berperan sebagai *source rock* atau batuan induk di cekungan ini (Ginger and Fielding, 2005).

c) Formasi Lemat

Formasi Lemat merupakan bagian dari reservoir yang terdapat di Cekungan Sumatera Selatan. Batuan penyusun utamanya yaitu batupasir dan konglomerat yang memiliki porositas yang tinggi (Ginger and Fielding, 2005). Formasi ini memiliki ketebalan yang hingga 1000 meter pada Sub Cekungan Palembang Utara dan Sub Cekungan Palembang Tengah, namun cekungan ini kadang tidak dapat dijumpai pada sub cekungan lainnya (Ginger and Fielding, 2005).

d) Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar terbentuk pada Oligosen Akhir, formasi ini memiliki ketebalan kurang lebih 610 meter dengan batuan penusunnya yaitu batupasir kuarsa, batu lanau, dan batu serpih (Bishop, 2001). Formasi Talang Akar merupakan reservoir utama pada Cekungan Sumatera Selatan (Ginger and Fielding, 2005).

e) Formasi Batu Raja

Formasi Batu Raja terbentuk pada Miosen Awal dengan formasi penyusunnya yaitu fasies karbonat yang terdiri atas batugamping dengan sisipan serpih gamping (Panggabean dan Santy, 2012). Pada formasi ini terbentuk reservoir karbonat, namun reservoir ini jarang ditemui atau langka pada Sub Cekungan Jambi (Ginger and Fielding, 2005).

f) Formasi Gumai

Formasi Gumai terbentuk pada zaman Oligosen hingga zaman Pertengahan Miosen, ketebalan lapisan mencapai 2700 meter, terdiri dari batuan *limestone*, *siltstone*, *claystone*, dan *sandstone* (Bishop, 2001).

g) Formasi Air Benakat

Formasi Air Benakat terbentuk pada Miosen Pertengahan, memiliki ketebalan 1000-1500 meter, tersusun atas batupasir dan batulempung dengan sisipan konglomerat, batulanau, dan batugamping, dan batubara (Bishop, 2001).

h) Formasi Muara Enim

Formasi Muara Enim terbentuk pada zaman Miosen Akhir hingga Pliosen dengan ketebalan maksimal formasi ini mencapai 750 meter dengan batuan penyusunnya yaitu batupasir batulanau, batulempung dengan batu bara (Bishop, 2001).

i) Formasi Kasai

Formasi Kasai merupakan formasi paling atas pada Cekungan Sumatera Selatan, formasi ini tersusun atas batupasir, batulempung, dan terdapat batubara (Bishop, 2001).

2.3 Tekanan di Bawah Permukaan Bumi

Tekanan merupakan jumlah gaya yang bekerja pada suatu luasan tertentu. Tekanan di bawah permukaan bumi terdiri atas beberapa sumber dan jenisnya. Tekanan-tekanan ini dapat mempengaruhi aktivitas pengeboran yang akan dilakukan (Mouchet, J.P., and Mitchell, 1989).

2.3.1 Tekanan Hidrostatis

Tekanan hidrostatis merupakan tekanan yang disebabkan oleh zat cair dan dipengaruhi oleh percepatan gravitasi. Tekanan hidrostatis ini dipengaruhi oleh kedalaman fluida. Pada keadaan normal tekanan hidrostatis memiliki nilai yang sama dengan tekanan pori pada suatu lapisan. Tekanan hidrostatis dirumuskan dengan

$$P_h = \rho . g . h \qquad (2.1)$$

Dengan P_h merupakan tekanan hidrostatis (Pa), ρ mengindikasikan massa jenis/densitas zat cair (kg/m^3), g menotasikan percepatan gravitasi (m/s^2), dan h ialah tinggi kolam zat cair (m).

Tekanan hidrostatis berada pada fluida yang berada pada keadaan diam (Mouchet, J.P., and Mitchell, 1989). Tekanan

hidrostatis pada suatu formasi merupakan tekanan normal yang berada pada formasi tersebut. Nilai tekanan hidrostatis pada keadaan normal memiliki gradien atau perubahan pada grafik sebesar 0.433 psi/ft, hal tersebut terjadi bila pada lapisan tersebut merupakan air murni. Namun, bila air yang berada pada formasi tersebut bukan merupakan air murni maka nilai tersebut berubah sesuai dengan densitas molekul (Schlumberger, 1998).

2.3.2 Tekanan Pori

Setiap batuan penyusun formasi memiliki pori-pori batuan. Pori-pori yang mengalami tekanan akibat adanya fluida yang berada pada pori-pori tersebut disebut sebagai tekanan pori. Tekanan pori merupakan salah satu parameter penting pada rencana pengeboran dan analisis geologi. Bila tekanan pori lebih besar atau lebih kecil dari pada tekanan hidrostatis, maka pada lapisan tersebut memiliki tekanan yang tidak normal. Saat tekanan pori yang melebihi tekanan normal maka tekanan tersebut dinamakan *overpressure*.

Tekanan pada suatu formasi ditunjukkan dengan Gambar 2.3 (Zhang, 2011). Gambar 2.3 menunjukkan bahwa pada suatu formasi terdapat tekanan hidrostatis, tekanan pori, tekanan efektif, dan tekanan *overburden* yang memiliki nilai terbesar diantara nilai tekanan lainnya.

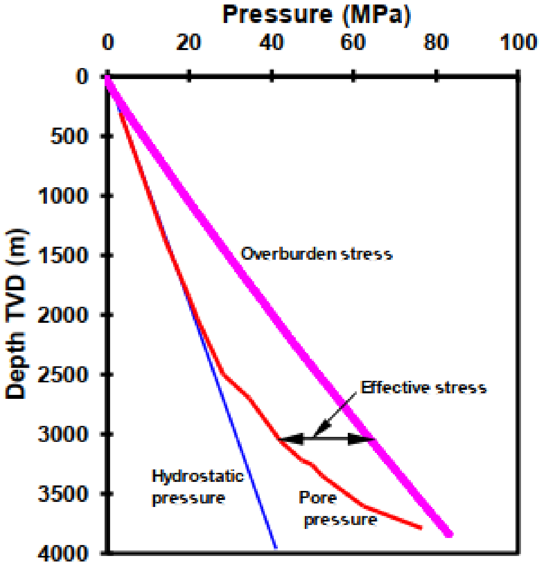
Menurut Terzaghi (1996), tekanan pori pada formasi merupakan hasil dari pengurangan nilai tekanan *overburden* dengan tekanan efektif. Hal tersebut diungkapkan dengan menggunakan persamaan (2.2).

$$P = S - \sigma \tag{2.2}$$

Dengan P merupakan tekanan pori (Psi), S menotasikan tekanan *overburden* (Psi), dan σ ialah tekanan efektif pada formasi (Psi).

Analisis tekanan pori meliputi tiga aspek, antara lain: prediksi tekanan pori sebelum pengeboran, prediksi tekanan pori saat pengeboran, dan analisis tekanan pori setelah pengeboran. Prediksi tekanan pori sebelum pengeboran dapat dilakukan dengan menggunakan data interval kecepatan seismik dan data pengeboran. Prediksi tekanan pori saat melakukan pengeboran

diperoleh dari *logging while drilling* (LWD), *measurement while drilling* (MWD), parameter pengeboran, dan data lumpur pengeboran (Zhang, 2011).



Gambar 2.3 Tekanan pada formasi (Zhang, 2011)

2.3.3 Tekanan Overburden

Tekanan *overburden* merupakan tekanan yang berada di suatu formasi yang pada setiap titiknya ditentukan oleh besar nilai sedimentasi dan ketebalan dari setiap material penyusunnya (Terzaghi, Peck and Mesri, 1996). Tekanan *overburden* dihitung menggunakan densitas bulk, melalui Persamaan (2.3)

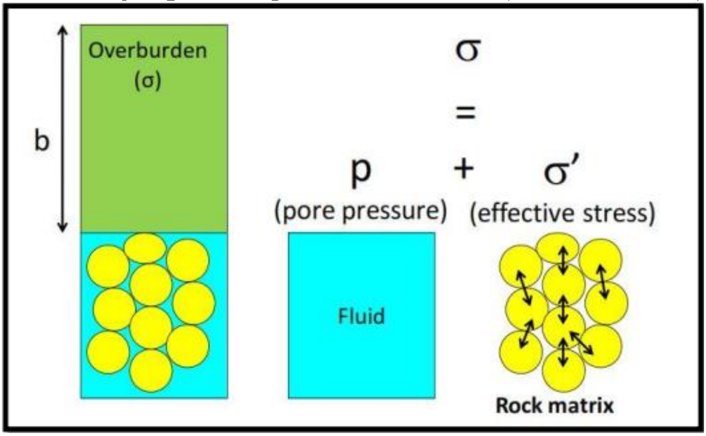
$$S = g \int_0^z \rho_b \ (z)\, dz \qquad (2.3)$$

Dengan g adalah percepatan gravitasi (m/s^2) dan ρ_b adalah densitas bulk (kg/m^3). Selanjutnya, densitas bulk dirumuskan dengan Persamaan (2.4) (Terzaghi, 1943).

$$\rho_b = \emptyset \, . \, \rho_f + (1 - \emptyset) \, . \, \rho_m \qquad (2.4)$$

Dengan ρ_m merupakan densitas matrik (kg/m^3), ρ_f merupakan densitas fluida (kg/m^3), dan $\emptyset$ porositas (dec/frac).

Menurut Ramdhan (2017) prinsip tekanan *overburden* yang dijelaskan oleh Terzaghi dapat digambarkan seperti pada Gambar 2.4. Beban sedimentasi atau *overburden* pada suatu formasi bernilai sama dengan tekanan fluida serta gaya tarik menarik antarmatriks yang berada pada suatu formasi (Ramdhan, 2017).



Gambar 2.4 Prinsip tekanan pori menurut Terzaghi (Ramdhan, 2017)

2.3.4 Tekanan Efektif

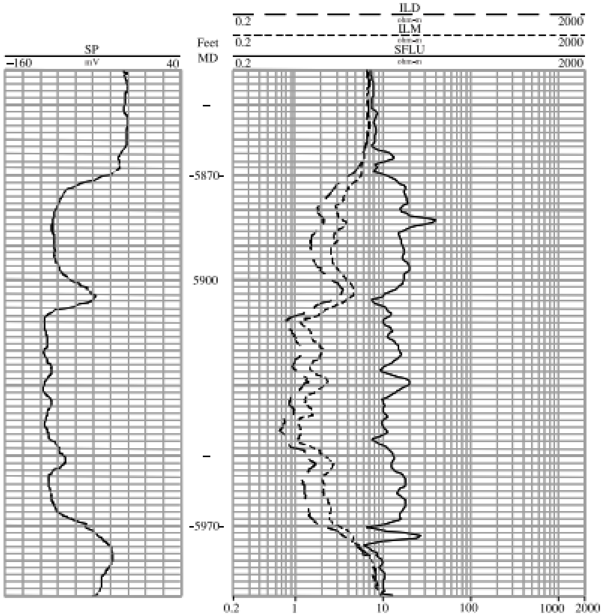
Tekanan efektif merupakan tekanan pada suatu formasi yang diperoleh dari pengurangan tekanan *overburden* dengan tekanan hidrostatis. Tekanan efektif ditunjukkan dengan menggunakan Persamaan (2.2). Tekanan efektif dapat dikorelasikan dengan menggunakan data log, beberapa jenis data log yang dapat digunakan antara lain log resistivitas, log sonic, dan log densitas (Zhang, 2011).

2.4 Analisa Log

Well log (sumur bor) merupakan pencatatan atau pengukuran parameter fisika batuan di bawah permukaan bumi pada tiap-tiap *sampling* kedalaman tertentu (Gambar 2.5). Pengukuran data *well log* perlu dilakukan untuk mengetahui litologi daerah tersebut, mengetahui porositas suatu bantuan, mengetahui permiabilitas suatu lapisan, menentukan perhitungan saturasi air (*water*

saturation), memperkirakan produktivitas suatu lapisan, dan mengetahui mekanika batuan pada lapisan tersebut.

Selanjutnya, data-data *well log* yang diperoleh dapat digunakan untuk mengetahui letak hidrokarbon dan jenis hidrokarbon, serta jumlah perkiraan cadangan hidrokarbon yang berada pada lapisan tersebut.



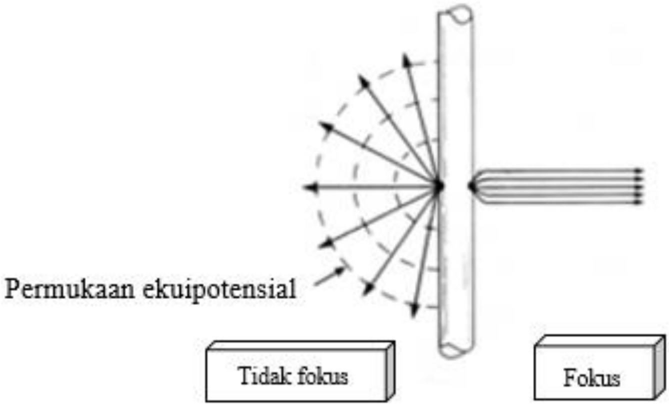
Gambar 2.5 Contoh pengukuran data log (Rider, 1999)

2.4.1 Log Resistivitas

Log resistivitas merupakan pengukuran nilai resistivitas suatu formasi batuan pada sumur bor. Log ini digunakan untuk menentukan tahanan jenis suatu formasi. Log resistivitas dapat digunakan untuk mengetahui posisi porositas, penentuan saturasi air (Sw), menentukan diameter rembesan, menentukan resistivitas air di tempat asal, dan lain sebagainya.

Log resistivitas pertama kali diterapkan pada tahun 1927 oleh Cornad Schlumberger. Peralatan yang digunakan pada jaman dulu tidak memiliki kemampuan untuk memfokuskan pancaran arus

listrik yang diberikan, namun seiring dengan perkembangan waktu maka aliran listrik yang diberikan dapat difokuskan pada suatu titik. Pemfokusan arus listrik dapat secara langsung menuju pada satu titik di formasi yang ingin diketahui nilai resistivitasnya, hal tersebut ditunjukkn oleh Gambar 2.6.



Gambar 2.6 Prinsip fokus dan tidak fokus log resistivitas (dibuat ulang dari Rider, 1999)

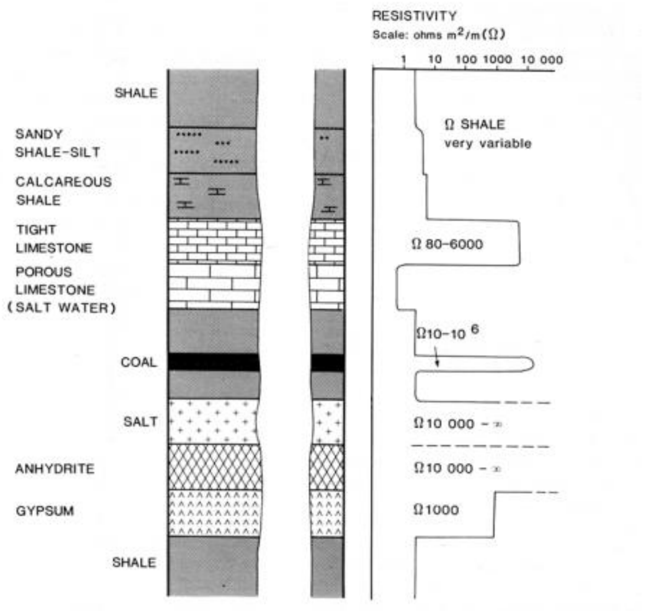
Daerah yang dijangkau oleh log resistivitas dibagi menjadi 3 bagian yaitu zona terinvasi, zona transisi, dan zona tak terinvasi (George B. Asquith and Charles R. Gibson, 1982). Zona terinvasi untuk mendekripsikan zona yang paling dekat dengan lubang bor dan terinvasi oleh filtrat lumpur pengeboran, sedangkan zona transisi merupakan zona yang lebih dalam dari zona terinvasi, pada zona ini masih terdapat filtrat lumpur dan kandungan batuan pada formasi. Selain itu, zona tidak terinvasi merupakan zona yang berada paling dalam dari lubang bor, zona ini menunjukkan nilai resistivitas yang sesungguhnya (George B. Asquith and Charles R. Gibson, 1982).

Gambar 2.7 merupakan respon log resistivitas yang menunjukkan bahwa setiap lapisan batuan memiliki respon resistivitas yang berbeda. Respon ini berkaitan dengan beberapa parameter, yakni: jenis batuan, porositas dan jenis fluida dalam

batuan (Rider, 1999). Saat suatu formasi memiliki porositas tinggi maka nilai resisivitas pada formasi tersebut rendah, dan berlaku sebaliknya (Rider, 1999). Selain itu, bila pada lapisan tersebut terdapat hidrokarbon maka pada lapisan tersebut memiliki nilai resistivitas tinggi (Rider, 1999). Log resistivitas dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$F = \frac{a}{\emptyset^m} \tag{2.5}$$

Dengan F merupakan faktor resistivitas formasi, $\emptyset$ menotasikan porositas, dan m adalah factor sementasi yang bergantung pada jenis batuan. Setiap batuan memiliki nilai m yang berbeda-beda, misal pada batuan *sandstone* nilai a dan m yang digunakan yaitu 0.81 dan 2 (Rider, 1999).

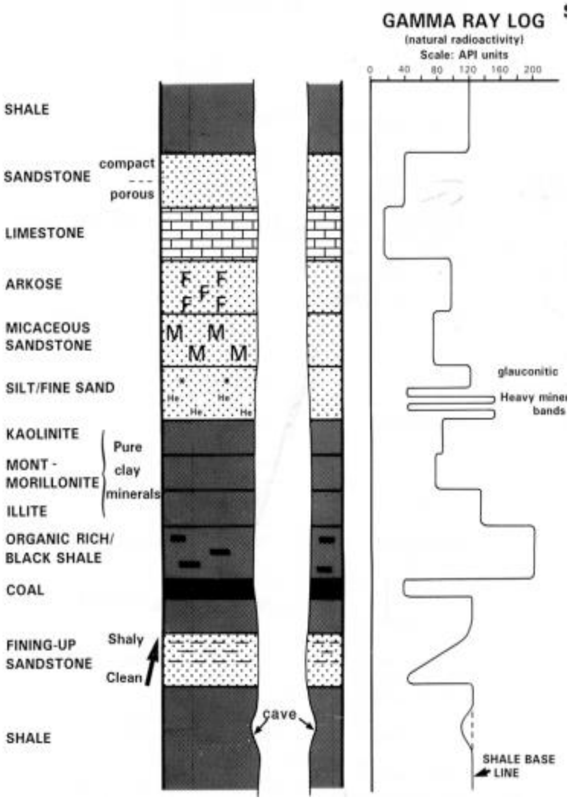


Gambar 2.7 Respon log resistivitas pada suatu formasi (Rider, 1999)

2.4.2 Log *Gamma ray*

Log *gamma ray* merupakan pencatatan data log yang digunakan untuk menghitung radioaktif pada suatu formasi.

Radioaktif yang ditemukan pada suatu formasi secara natural berasal dari tiga jenis unsur radioaktif yaitu uranium (U), potassium (K), dan thorium (Th) (George B. Asquith and Charles R. Gibson, 1982).



Gambar 2.8 Respon log *gamma ray* (Rider, 1999)

Gambar 2.8 merupakan contoh respon *log gamma ray* (Rider, 1999). Gambar ini menunjukkan bahwa lapisan shale memiliki nilai *gamma ray* yang tinggi jika dibandingkan lapisan *sandstone* dan *limestone*. Log *gamma ray* umumnya digunakan juga dapat digunakan untuk mengukur kandungan shale. Saat kurva yang

dihasilan pada *gamma ray* ini bergerak ke kanan maka nilai *gamma ray* besar sehingga dapat diketahui bahwa pada lapisan tersebut memiliki kandungan shale. Sebaliknya bila nilai *gamma ray* rendah atau kurva hasil pengukuran bergerak ke kiri maka dapat diinterpretasikan bahwa pada lapisan tersebut memiliki kandungan shale yang rendah.

2.4.3 Log Sonic

Log sonic atau akustik log merupakan log yang menggunakan konsep pengukuran waktu transit (Δt) gelombang yang dibutuhkan untuk mejalar pada jarak tertentu (dari *trasmitter* menuju *receiver*) pada suatu lapisan batuan pada kedalaman tertentu. Nilai log sonic bergantung pada formasi batuan penyusun suatu lapisan, sebagaimana Gambar 2.9 (Rider, 1999).

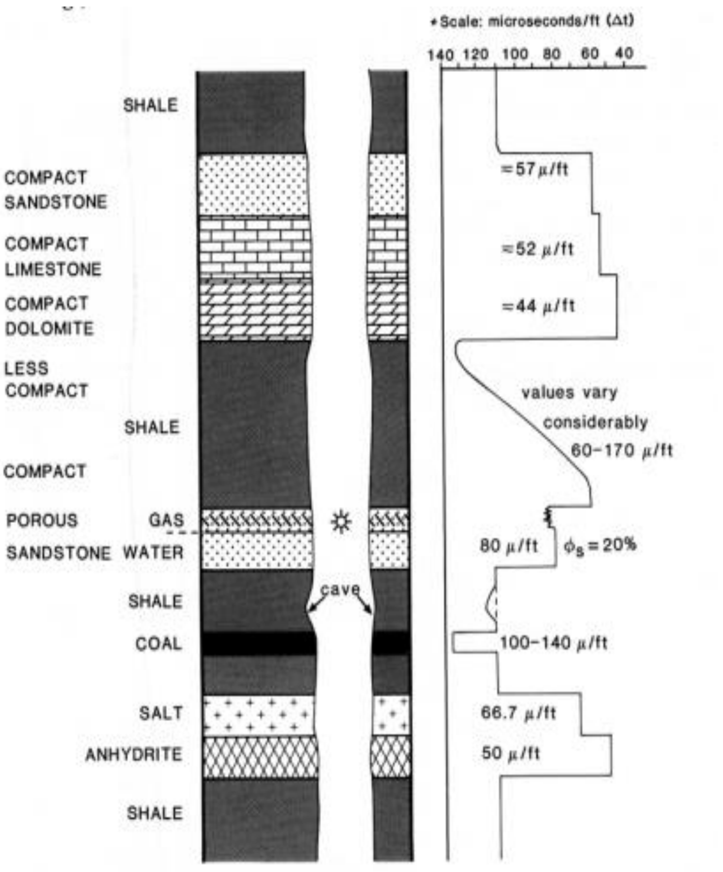
Prinsip kerja log sonic yaitu *transmitter* (pemancar) mengirimkan gelombang suara pada lubang bor dan menunggu respon yang dikirim oleh lapisan batuan, respon tersebut ditangkap oleh *receiver* (penerima). Alat log sonic saat ini menggunakan lebih dari satu *trasmitter* (pemancar) dan *receiver* (penerima). BHC (*Borehole Compesanted Sonic Tool*) merupakan desain teknologi yang digunakan saat ini dengan kemampuan tetap memperoleh data yang baik meskipun kondisi lubang bor yang buruk.

Kecepatan log sonic dan interval waktu transit pada setiap batuan ditunjukkan oleh Tabel 2.1 (Schlumberger, 1991). Selanjutnya, log sonic dapat digunakan untuk menentukan porositas pada suatu batuan melalui persamaan berikut:

$$\phi_{sonic} = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \qquad (2.6)$$

Dengan ϕ_{sonic} merupakan porositas berdasarkan log sonic, $\Delta t_{\log}$ menotasikan *interval transit time* suatu formasi, $\Delta t_{\mathrm{m}a}$ ialah *interval transit time* suatu matriks, dan Δt_{f} mengindikasikan *interval transit time* suatu fluida (bila lumpur yang digunakan merupakan *fresh mud* maka nilainya 189 dan bila lumpur

pengeboran yang digunakan *salty mud* maka nilainya 185) (George B. Asquith and Charles R. Gibson, 1982).



Gambar 2.9 Respon log sonic (Rider, 1999)

Tabel 2. 1 Kecepatan log sonic pada batuan

Jenis Batuan	V matriks (ft/sc)	Δt_{ma} ($\mu s/ft$)	Δt_{ma} ($\mu s/ft$) (biasa digunakan)

Sandstone	18.000-19.500	55.5-51.0	55.5-51.0
Limestone	21.000-23.000	47.6-43.5	47.6
Dolomite	23.000-26.000	43.5-38.5	43.5
Anhydrite	20.000	50	50
Garam	15.000	66.7	67
Casing (besi)	17.500	57.0	57.0
Clay	-	47	47

2.4.4 Log Densitas

Log densitas merupakan log yang secara terus menerus mengukur densitas bulk pada suatu formasi. Log ini mengukur densitas matriks maupun densitas fluida yang berada pada pori-pori batuan. Selain digunakan untuk menghitung densitas bulk pada matriks dan fluida, log densitas juga dapat digunakan untuk menghitung densitas hidrokarbon pada suatu lapisan, impedansi akustik, mengidentifikasi *overpressure* dan porositas fraktur. Secara kuantitatif log densitas juga dapat digunakan untuk menentukan litologi dan jenis mineral yang berada pada suatu formasi (Rider, 1999).

Prinsip pengukuran yang dilakukan yaitu dengan memanfaatkan hamburan Compton (*Compton Scattering*). Cara kerja log densitas menggunakan *gamma ray* yang bertindak sebagai foton. Foton ini dihamburkan atau dipancarkan sehingga menumbuk elektron pada atom yang berada di formasi batuan, selanjutnya elektron tersebut menyerap energi yang berada pada foton yang menyebabkan elektron lepas atau terpental sehingga menjadi elektron bebas. Foton yang telah menumbuk elektron kemudian menumbuk lagi hingga energi foton tersebut terserap semuanya (Rider, 1999). Skema log densitas ditunjukkan pada Gambar 2.10.

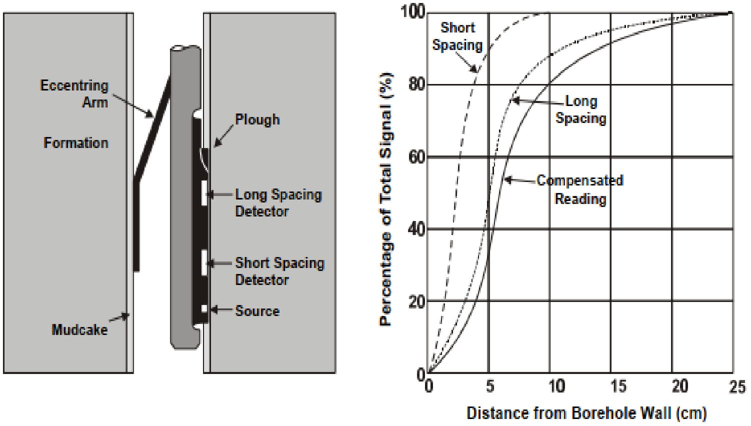
Densitas matriks pada setiap litologi batuan ditunjukkan pada Tabel 2.2 (Schlumberger, 1991). Log densitas dapat digunakan untuk mengestimasi porositas pada setiap formasi, melalui persamaan berikut:

$$\phi_{den} = \frac{\rho_{ma}-\rho_b}{\rho_{ma}-\rho_f} \quad (2.7)$$

Dengan ϕ_{den} merupakan porositas berdasarkan log densitas, ρ_{ma} mengindikasikan densitas matriks suatu formasi, ρ_b menotasikan densitas bulk suatu formasi, ρ_f ialah densitas fluida suatu fluida pada sumur bor (bila lumpur yang digunakan merupakan *fresh mud* maka nilainya 1.0 dan bila lumpur pengeboran yang digunakan *salty mud* maka nilainya 1.1, dan bila pada formasi terdapat gas maka nilainya 0.7) (George B. Asquith and Charles R. Gibson, 1982).

Tabel 2. 2 Densitas matriks pada batuan

Jenis Batuan	ρ_{ma} (gr/cc)
Sandstone	2,648
Limestone	2,710
Dolomite	2,876
Anhydrite	2,988
Salt	2,032



Gambar 2.10 Skema log densitas (Glover, 2007)

2.5 Metode Eaton untuk Estimasi Tekanan Pori

Tekanan pori dapat diestimasi melalui beberapa metode, seperti metode Eaton, metode Bowers, dan metode Miller. Ketiga metode tersebut secara umum dapat dilakukan melalui analisa pada waktu transit atau *transit time* yang dihasilkan oleh log sonik untuk menghitung tekanan pori. Metode Eaton pertama digagas oleh Ben A. Eaton pada tahun 1975. Menurut Eaton (1975) semakin ke bawah kompaksi batuan akan meningkat sehingga porositas batuan akan semakin kecil. Pada metode Eaton terdapat keterbatasan pada struktur geologi yang kompleks, sehingga biasa digunakan untuk menghitung tekanan pori pada geologi yang sederhana (Zhang, 2011).

Tekanan dengan menggunakan log sonic menurut Eaton (1975) dapat dideskripsikan menggunakan Persamaan berikut:

$$PP = OBG - (OBG - PPn) \times \left(\frac{DTn}{DTobs}\right)^x \qquad (2.8)$$

Dengan PP merupakan gradien tekanan pori (psi/ft), OBG ialah *overburden gradient* (kg/cm^{2}ft), PPn ialah gradien tekanan pori normal (psi/ft), Dtobs ialah nilai sonic observasi (ft/s), DTn menotasikan nilai sonic normal (ft/s), x ialah eksponen Eaton.

Tekanan dengan menggunakan log resistivitas menurut Eaton (1975) dapat dideskripsikan menggunakan Persamaan berikut:

$$PP = OBG - (OBG - PPn) \times \left(\frac{Robs}{Rn}\right)^x \qquad (2.9)$$

Dengan PP merupakan gradien tekanan pori (psi/ft), OBG ialah *overburden gradient* (kg/cm^{2}ft), PPn ialah gradien tekanan pori normal (psi/ft), Robs ialah nilai resistivitas observasi (ohm), Rn menotasikan nilai resistivitas normal (ohm), x ialah eksponen Eaton.

Nilai eksponen Eaton yang biasa digunakan yaitu 3 pada log sonic dan 1.2 pada log resistivitas, nilai ini merupakan nilai dari daerah *Gulf of Mexico* (Eaton, 1975). Namun, pada metode ini bila harus menentukan nilai x pada daerah lain.

"Halaman ini sengaja dikosongkan"

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Penelitian ini menggunakan metode Eaton untuk mengestimasi tekanan pori pada Lapangan X, yang terletak pada Sub Cekungan Jambi. Sumur yang digunakan pada penelitian ini yaitu sumur A, B, C, D, dan E.

Metode Eaton digunakan untuk mengetahui tekanan pori setiap kedalaman pada masing-masing sumur. Data log diperlukan untuk estimasi tekanan pori pada setiap sumur, sedangkan data pengukuran tekanan *(formation tester* atau *pressure test)* digunakan sebagai pembanding data tekanan pori Lapangan X. Selain itu, untuk justifikasi dan validasi hasil estimasi tekanan pori juga digunakan informasi geologi, *final well report* (FWR) dan *mud log*.

3.2 Tahap Penelitian

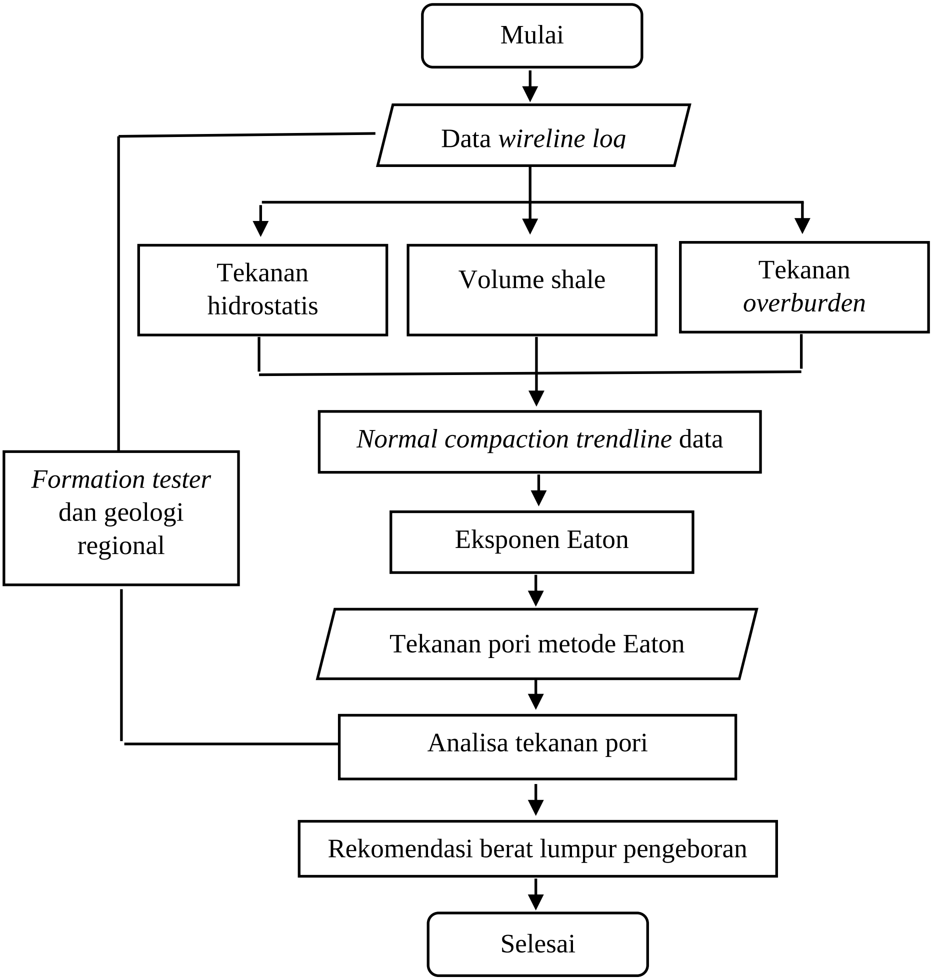
Pada penelitian ini menggunakan beberapa tahapan yang dapat diuraikan dalam diagram alir sebagaimana Gambar 3.1. Secara detail, masing-masing tahapan dapat dijabarkan dalam bagian per bagian sebagaimana berikut:

3.2.1 Persiapan Data

Data yang dibutuhkan pada penelitian ini yaitu data *wireline log* yang terdiri dari data log *gamma ray*, log sonic, log resistivitas, dan log densitas. Selain data *wireline log* dibutuhkan pula data *formation tester* dan *mud log* sebagai pembanding.

3.2.2 Perhitungan Volume Shale

Volume shale yang berada pada setiap sumur dapat dihitung menggunakan menggunakan data log *gamma ray*. Berikut merupakan persamaan yang digunakan untuk menghitung volume shale:



Gambar 11 Diagram alir penelitian

$$V_{sh} = \frac{GR_{\log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (3.1)$$

Dengan GR_{log} menotasikan nilai *gamma ray* pada setiap formasi, GR_{min} ialah nilai *gamma ray* minimum pada data log *gamma ray* di suatu sumur, dan GR_{max} merupakan nilai *gamma ray* maksimum pada data log *gamma ray* di suatu sumur.

3.2.3 Perhitungan Tekanan Hidrostatis dan *Overburden*

Pada kondisi normal tekanan hidrostatis menggambarkan tekanan pori yang berada pada suatu kedalaman. Tekanan *overburden* atau tekanan lithostatik merupakan tekanan yang diakibatkan oleh beban sedimentasi, yang memiliki konsekuensi bahwa semakin ke bawah tekanan *overburden* ini memiliki nilai yang semakin besar. Proses perhitungan tekanan hidrostatis dan tekanan *overburden* ini menggunakan Persamaan (2.1) dan Persamaan (2. 3).

3.2.4 Perhitungan *Normal Compaction Trendline* (NCT)

Pada perhitungan tekanan pori menggunakan metode Eaton dibutuhkan pendekatan untuk mengetahui nilai resistivitas maupun sonic pada kondisi hidrostatis, hal tersebut membuat metode Eaton membutuhkan pendekatan dengan perhitungan *Normal Compaction Trendline* (NCT). Perhitungan ini dapat dilakukan untuk data log resistivitas dan data log sonic. Persamaan yang digunakan untuk mencari NCT pada log sonic ialah:

$$\Delta t_n = \Delta t_m + (\Delta t_{ml} - \Delta t_m)e^{-cZ} \quad (3.2)$$

dengan Δt_n merupakan waktu tempuh pada kondisi tekanan normal, Δt_m merupakan waktu tempuh matriks *shale*, Δt_{ml} merupakan waktu tempuh di *mudline*, c merupakan konstanta, dan Z merupakan kedalaman (Zhang, 2011). Persamaan yang digunakan untuk mencari NCT pada log resistivitas ialah:

$$R_n = R_0 e^{bZ} \quad (3.3)$$

dengan R_n merupakan nilai resistivitas shale pada kondisi tekanan normal, R_0 merupakan resistivitas shale di *mudline*, b merupakan konstanta, dan Z merupakan kedalaman (Zhang, 2011).

Perhitungan NCT dilakukan dengan menggunakan *software* Matlab pada log sonic dan log resitivitas.

3.2.5 Perhitungan Tekanan Pori dengan Metode Eaton

Perhitungan tekanan pori pada Lapangan X menggunakan Persamaan (2.8) dan Persamaan (2.9). Untuk memperoleh nilai x (eksponen Eaton) dengan menggunakan pendekatan tegangan efektif serta resistivitas dan waktu transit pada keadaan normal maka digunakan persamaan berikut:

$$\sigma = \sigma_{norm}\left(\frac{R}{R_{norm}}\right)^{1.2} \quad (3.4)$$

$$\sigma = \sigma_{norm}\left(\frac{\Delta t_{norm}}{\Delta t}\right)^{3} \quad (3.5)$$

Dengan σ_{norm} adalah *effective stress*, R adalah resitivitas terukur, Δt adalah waktu transit yang terukur, R_{norm} dan Δt_{norm} adalah resistivitas pada kondisi normal dan waktu transit pada kondisi normal, serta 1,2 dan 3 merupakan eksponen Eaton pada *Gulf of Mexico*. Perhitungan pada log sonic yang dilakukan yaitu dengan membuat grafik antara *effective stress* dan *transit time* sehingga diperoleh *trendline* data dan nilai eksponen persamaan pada grafik. Pada log resistivitas yang dilakukan yaitu dengan membuat grafik antara *effective stress* dengan resistivitas sehingga diperoleh *trendline* data dan nilai eksponen persamaan pada grafik. Nilai tersebut disubstitusi pada Persamaan (3.6) dan Persamaan (3.7) untuk menentukan nilai x.

$$\Delta t = C\sigma^{-\frac{1}{x}} \quad (3.6)$$

$$R = C\sigma^{\frac{1}{x}} \quad (3.7)$$

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

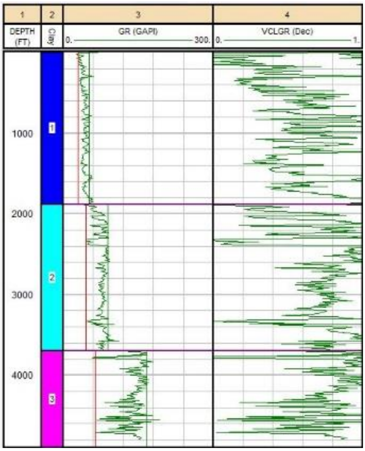
4.1 Penentuan Shale *Baseline*

Penentuan shale *baseline* pada suatu formasi menjadi parameter penting untuk perhitungan tekanan pori dengan menggunakan metode Eaton (Zhang, 2011). Hal tersebut sesuai dengan prinsip perhitungan tekanan pori metode Eaton yang menghitung tekanan pori pada lapisan shale (Eaton, 1975). Lapisan shale dan lithologi lainnya dapat dibedakan dengan menggunakan data log *gamma ray* (George B. Asquith and Charles R. Gibson, 1982). Nilai nilai log *gamma ray* tinggi umumnya terdapat pada shale atau *clay* pada formasi tersebut, sedangkan lithologi lainnya umumnya lebih rendah dari shale atau *clay*.

Shale *baseline* ditentukan dengan membagi kurva log *gamma ray* menjadi zona-zona berdasarkan tren data. Setelah dilakukan zonasi, *sand baseline* dan shale *baseline* dapat ditentukan. Nilai log *gamma ray* tinggi ditentukan sebagai shale *baseline*, sedangkan log *gamma ray* rendah dianggap sebagai *sand baseline.* Gambar 4.1 merupakan contoh pembagian zona dan penentuan *baseline* pada sumur B, sedangkan untuk data sumur lain dicantumkan pada Lampiran 1.

Gambar 4.1 mengindikasikan bahwa garis berwarna hijau pada sisi kanan kurva log *gamma ray* merupakan *shale baseline,* sedangkan garis berwarna merah pada sisi kiri kurva log *gamma ray* merupakan *sand baseline.*

Selanjutnya, penentuan volume shale pada zona tersebut dapat dilakukan. Volume shale digunakan untuk menentukan formasi tersebut termasuk zona shale atau tidak. Dalam proses ini, suatu formasi dianggap sebagai zona shale jika memiliki volume shale lebih besar dari 0,7. Dengan demikian, volume shale yang kurang dari 0,7 diangga sebagai zona *sand.*



Gambar 4.12 Data sinar gamma dan volume *clay* pada sumur B (dari kiri ke kanan)

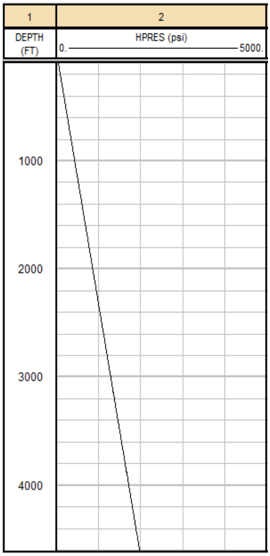
4.2 Perhitungan

4.2.1 Tekanan Hidrostatis

Tekanan hidrostatis Lapangan X merupakan tekanan fluida formasi pada lapangan tersebut. Pada kondisi normal tekanan hidrostatis memiliki nilai yang sama dengan tekanan pori formasi (Hottmann and Johnson, 1965). Tekanan hidrostatis ini bergantung pada densitas fluida formasi tersebut (Hottmann and Johnson, 1965).

Pada Lapangan X, berdasarkan FWR (F*inal Well Report*), memiliki densitas fluida bernilai 0,99 gr/cm^3 untuk sumur C dan D, sedangkan pada sumur A, B, dan E densitas fluida bernilai 0,95 gr/cm^3. Selanjutnya, nilai gradien tekanan hidrostatis dapat diketahui sebesar 0,429 psi/ft dan 0,411 psi/ft. Perhitungan tekanan hidrostatis ini dilakukan dengan menggunakan Persamaan (2.1). Hasil perhitungan tekanan hidrostatis pada sumur B ditunjukkan oleh Gambar 4.2, sedangkan tekanan hidrostatis sumur A, C, D, dan E terdapat pada Lampiran 2.

Gambar 4.2 menunjukkan nilai tekanan hidrostatis pada setiap kedalaman. Gambar ini menunjukkan bahwa tekanan hidrostatis ini berbanding lurus dengan kedalaman. Nilai ini digunakan sebagai acuan tekanan normal pada Lapangan X, selain data tekanan langsung (*formation tester)*. Nilai tekanan hidrostatis juga digunakan untuk mengetahui *effective stress* setiap kedalaman yang digunakan dalam perhitungan eksponen Eaton.



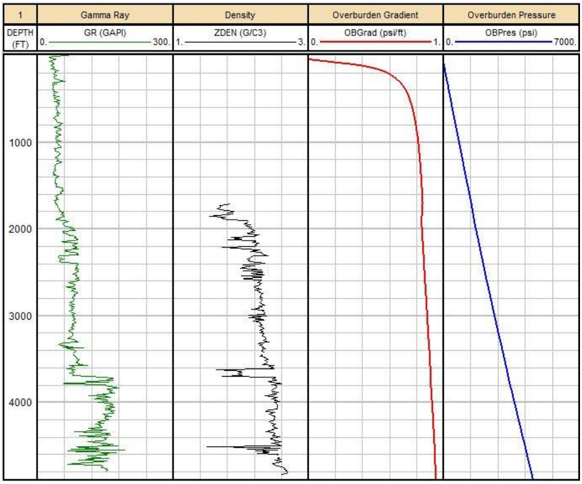
Gambar 4.2 Tekanan hidrostatis sumur B, Lapangan X

4.2.2 Tekanan Overburden

Tekanan *overburden* menunjukkan besar tekanan yang disebabkan oleh beban sedimentasi pada suatu formasi. Beban sedimentasi ini dipengaruhi oleh jenis batuan suatu formasi serta ketebalan sedimentasi (Terzaghi, Peck and Mesri, 1996). Oleh karena itu, perhitungan tekanan *overburden* membutuhkan data log densitas untuk mengetahui densitas batuan tersebut. Tekanan *overburden* untuk sumur B pada lapangan X ditunjukkan oleh

Gambar 4.3, sedangkan untuk sumur A, C, D, dan E terdapat pada Lampiran 3.

Gambar 4.3 secara berurutan dari kiri ke kanan ialah log sinar gamma, log densitas, gradien *overburden* dan tekanan *overburden*. Log densitas ini digunakan untuk mengestimasi tekanan *overburden* dan gradien *overburden.*



Gambar 4.3 Parameter sumur B; dari kiri kekanan secara berurutan log sinar gamma, log densitas, gradien *overburden* dan tekanan *overburden*.

Tekanan *overburden* dihitung dengan menggunakan Persamaan (2.3). Namun jika pada data log densitas terdapat data null atau data kosong maka digunakan *Amoco Compaction Relationship* pada *software* Interactive Petrophysics V3.5 untuk menentukan interval data log densitas yang kosong.

Gambar 4.3 menunjukkan bahwa tekanan *overburden* berbanding lurus dengan kedalaman. Hal ini disebabkan karena beban sedimentasi dan ketebalan sedimentasi yang semakin meningkat (Ramdhan and Goulty, 2010). Perhitungan tekanan *overburden* akan digunakan untuk mengetahui nilai *effective stress* pada masing-masing sumur.

4.3 Penentuan Kurva *Normal Compaction Trendline* (NCT)

Kurva NCT digunakan untuk mendeskripsikan nilai resisitivitas maupun *transit time* pada kondisi tekanan normal (Zhang, 2011). Menurut (Velázquez-Cruz *et al.*, 2017), NCT merepresentasikan berkurangnya porositas batuan sebagai fungsi kedalaman. Dengan demikian, setiap lapangan atau sumur memiliki kurva NCT yang unik.

Perhitungan tekanan pori menggunakan metode Eaton membutuhkan NCT. Penentuan kurva NCT dilakukan pada log sonic dan log resistivitas secara berurutan menggunakan Persamaan (3.2) dan Persamaan (3.3). NCT diestimasi melalui estimasi beberapa parameter yang terdapat pada kedua persamaan tersebut. Estimasi ini dilakukan dengan cara mencocokkan kurva data pengukuran pada log sonic atau log resistivitas dengan data perhitungannya. Pencocokkan ini dilakukan menggunakan algoritma *differential evolution* (DE) untuk meminimumkan absolut dari selisih data observasi dan perhitungan.

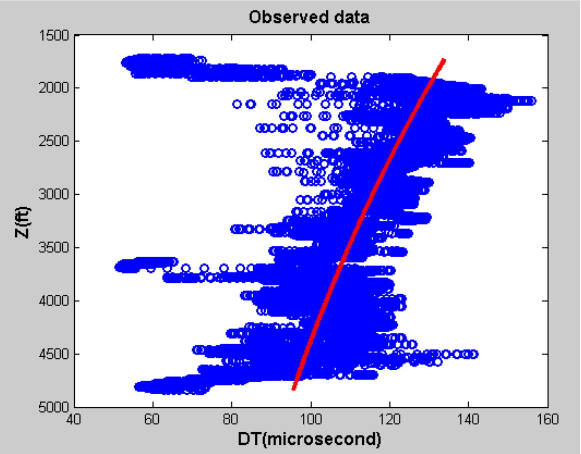
Hasil pencocokkan kurva ini dapat dilihat sebagimana Gambar 4.4. Gambar ini menunjukkan bahwa NCT tidak terpengaruh keberadaan outlier pada kedalaman 1500−2000 ft dan 3500−4000 ft. Hal ini terjadi karena penggunaan absolut dari error sebagai fungsi objektik. Hasil pencocokan kurva sumur lainnya terdapat pada Lampiran 4. Dengan cara yang sama, parameter NCT untuk tiap-tiap sumur didapatkan sebagaimana Tabel 4.1 untuk log sonic dan Tabel 4.2 untuk log resistivitas.

Tabel 4. 1 Parameter model NCT dengan log sonic

No	Sumur	Δt_m	$\Delta t_{ml} - \Delta t_m$	c
1	A	40	114,8	0,0002
2	B	40	125,5	0,0002
3	C	40	133,5	0,0002
4	D	40	157,3	0,0002
5	E	40	120,1	0,0002

Tabel 4. 2 Parameter model NCT dengan log resistivitas

No	Sumur	Ro	b
1	A	2,8	0,0004
2	B	5,6	0,0004
3	C	2,8	0,0004
4	D	2,3	0,0005
5	E	2,8	0,0004



Gambar 4.4 Kurva NCT log sonic Sumur B

4.4 Prediksi Eksponen Eaton

Eksponen Eaton merupakan nilai eksponen yang dibutuhkan untuk menentukan tekanan pori menggunakan metode Eaton sebagaimana Persamaan (2.8) dan Persamaan (2.9). Langkah untuk memperoleh nilai eksponen Eaton dapat diklasifikasikan menjadi 2, yaitu: menggunakan data log sonic (*transit time)* dan data log resistivitas.

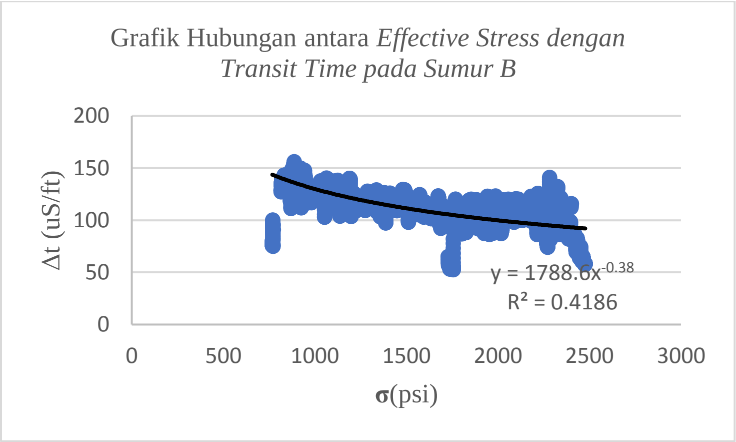
Perhitungan eksponen Eaton ini juga melibatkan pencocokan kurva dengan menggunakan log sonic atau log resistivitas. Nilai ini

diperoleh dengan membuat grafik hubungan antara *effective stress* dengan data *transit time* atau data resistivitas (Zhang, 2013). Nilai *effective stress* diperoleh dari pegurangan tekanan *overburden* dengan tekanan hidrostatis sebagaimana Persamaan (2.2) pada masing-masing sumur. Selanjutnya, hubungan antara *effective stress* dengan *transit time* dan resistivitas untuk sumur B secara berurutan ditunjukkan oleh Gambar 4.5 dan Gambar 4.6, sedangkan untuk sumur yang lainnya sebagaimana pada Lampiran 5. Gambar 4.5 dan Gambar 4.6 menunjukkan bahwa nilai eksponen Eaton (-1/ekponen dari hasil pencocokkan kurva) untuk *transit time* dan resistivitas secara berurutan ialah 2,38 dan 0,61.

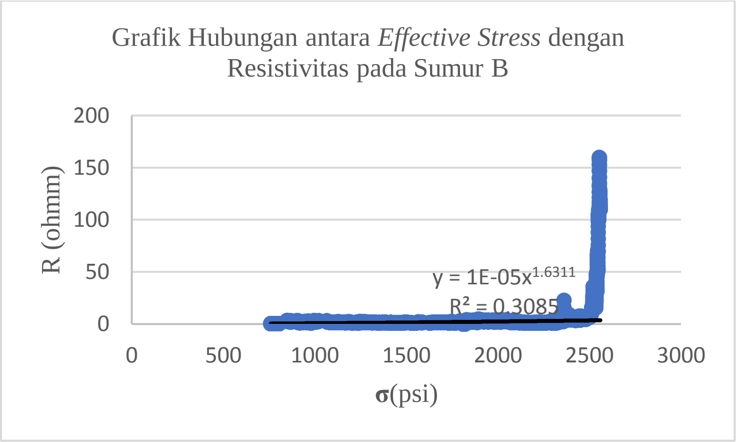
Eksponen Eaton untuk sumur lainnya dapat dilihat pada Tabel 4.3. Tabel ini mendeskripsikan bahwa eksponen Eaton pada setiap sumur memiliki nilai yang berbeda, hal ini bergantung pada lithologi sumur tersebut berada (Zhang, 2011), sehingga perlu dilakukan perhitungan eksponen Eaton pada setiap sumur. Pada Gambar 4.5 dan 4.6 terdapat nilai eksponen x, nilai tersebut kemudian disubstitusi pada Persamaan (3.6) untuk log sonic serta Persamaan (3.7) untuk log resistivitas, sehingga diperoleh nilai eksponen Eaton yang digunakan untuk menghitung tekanan pori.

Tabel 4. 3 Nilai eksponen Eaton

No.	Sumur	Eksponen Eaton	
		Resistivitas	Sonic
1	A	0,68	3,7
2	B	0,61	2,38
3	C	1,47	3,3
4	D	1,037	1,93
5	E	0,77	2,61



Gambar 4.5 Hubungan antara *effective stress* dengan *transit time* pada Sumur B



Gambar 4.6 Hubungan antara *effective stress* dengan resistivitas pada Sumur B

4.5 Prediksi Tekanan Pori

Untuk menghitung tekanan pori pada setiap sumur, parameter yang telah diperoleh pada perhitungan sebelumnya yaitu tekanan hidrostatis, tekanan *overburden*, eksponen Eaton, dan NCT disubstitusikan pada Persamaan (2.8) dan Persamaan (2.9) secara berurutan untuk log sonic dan log resistivitas. Selanjutnya, hasil perhitungan tersebut dibandingkan dengan data pengukuran tekanan pori (*formation tester*) sebagai pembanding untuk mengetahui keakuratan hasil perhitungan. Selain itu, hasil estimasi tekanan pori juga dibandingkan dengan data *mud log* dan FWR (*Final Well Report*) untuk validasi.

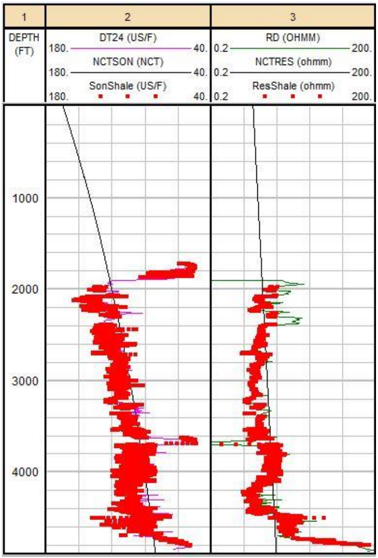
Gambar 4.7 dan Gambar 4.8 secara berurutan merupakan hasil estimasi NCT dan tekanan pori sumur B pada log sonic dan log resistivitas, sedangkan untuk sumur lainnya terdapat pada Lampiran 6 dan Lampiran 7. Gambar 4.7 menunjukkan bahwa kurva NCT untuk log sonic memiliki nilai semakin kecil dengan bertambahnya kedalaman, sedangkan hal tersebut berbanding terbalik dengan log resistivitas. Hal ini disebabkan oleh penurunan porositas batuan sebanding dengan bertambahnya kedalaman (Hughes, 1996; Zhang, 2011).

Gambar 4.7 mengindikasikan bahwa mulai kedalaman 4700 ft ke bawah untuk log sonic dan log resistivitas memiliki pergeseran kurva yang signifikan, padahal zona ini masih termasuk zona shale. Hal ini terjadi karena pada kedalaman 4700 ft ke bawah merupakan *basement* pada sumur B, yang tersusun atas batuan phyllite. Batuan ini memiliki respon terhadap *gamma ray* yang tinggi (sehingga dianggap sebagai zona shale), namun batuan phyllite memiliki karakter yang kompak (Association of French Sedimentologists, 1998).

Gambar 4.8 menunjukkan perbandingan tekanan pori (garis) perhitungan dengan menggunakan metode Eaton dan tekanan pori observasi (titik) pada sumur B. Dari Gambar 4.8 dapat diketahui bahwa tekanan pori pada kedalaman 4300 ft hingga 4450 ft memiliki nilai tertinggi (berdasarkan pergerakan kurva yang

signifikan ke kanan). Pada kedalaman tersebut merupakan formasi Talang Akar dengan konsentrasi shale antara 40-80%.

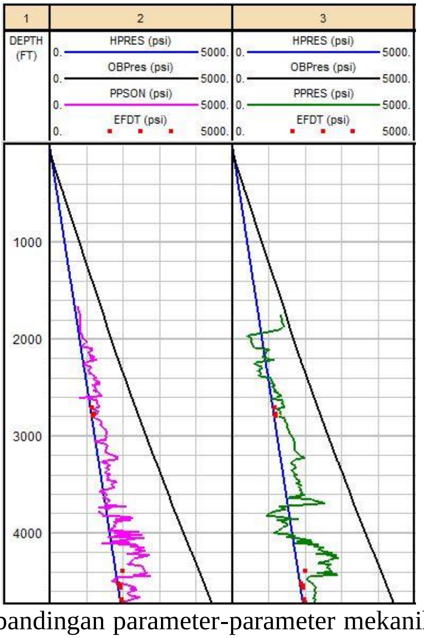
Gambar 4.8 menunjukkan tekanan hidrostatis merupakan tekanan pori normal yang disebabkan oleh fluida pada pori batuan, tekanan *overburden* menunjukkan tekanan yang disebabkan oleh beban sedimentasi pada sumur B, EFDT merupakan tekanan pori hasil pengukuran secara langsung atau *formation tester* pada kedalaman tertentu, garis berwarna ungu dan hijau menunjukkan hasil estmasi tekanan pori menggunakan metode Eaton dengan log sonic dan log resistivitas.



Gambar 4.7 NCT untuk log sonic dan log resistivitas pada Sumur B

Log sonic dan log resistivitas menunjukkan nilai tekanan tertinggi pada kedalaman 4443,75 ft dan 4447,25 ft dengan besar tekanan 2815,8 psi dan 2963 psi. Setiap sumur memiliki nilai tekanan pori yang berbeda-beda. Nilai tekanan pori tertinggi pada setiap sumur ditunjukkan sebagaimana Tabel 4.4.

Tabel 4.4 tekanan pori maksimal pada setiap sumur berada di kedalaman tertentu. Menurut *final well report* pada kedalaman tersebut merupakan formasi Gumai dan Talang Akar. Tingginya tekanan pori pada formasi Gumai dan Talang Akar disebabkan karena pada formasi ini tersusun atas shale, *siltstone*, *sandstone*, serta *limestone* (Bishop, 2001; Panggabean and Santy, 2012). *Final well report* menunjukkan bahwa nilai shale pada kedua formasi tersebut mencapai 40-100%. Selain itu, Gambar 4.7 menunjukkan bahwa nilai log sonic dan log resistivitas berada di bawah NCT. Ini mengindikasikan bahwa kompaksi pada batuan tersebut belum sempurna (*undercompaction*) sehingga menyebabkan nilai tekanan pori yang tinggi (Zhang, 2019).



Gambar 4.8 Perbandingan parameter-parameter mekanik pada Sumur B yang dihasilkan dari log sonic (kiri) dan log resistivitas (kanan). EFDT mengindikasikan tekanan pori hasil pengukuran, PP menotasikan tekanan pori-pori hasil prediksi menggunakan metode Eaton, OBPres merupakan tekanan *overburden*, dan HPres ialah tekanan hidrostatis.

Tabel 4. 4 Perbandingan nilai tekanan pori semua sumur

Sumur	Sonic		Resistivitas	
	Kedalaman (ft)	Pore Pressure (psi)	Kedalaman (ft)	Pore Pressure (psi)
A	4126	3211	2878	2831
B	4443,75	2815	4447,25	2963
C	4516	3268	4220	3428
D	3985	2426	4134	2932
E	4982	3799	4622	3671

Selanjutnya, hasil perhitungan tekanan pori dibandingkan dengan pengukuran secara langsung *(formation tester)* untuk mengetahui akurasi dari metode Eaton. Perbandingan pada sumur B ditunjukkan oleh Tabel 4.5, sedangkan untuk sumur lain terdapat pada Lampiran 7.

Tabel 4. 5 Perbandingan *formation tester* dengan perhitungan metode Eaton Sumur B

Kedalaman (ft)	*Formation Tester* (psi)	Eaton	
		Sonic (psi)	Resistivitas (psi)
2713	1159,5	1275,0	1271,3
2772	1206	1320,3	1343,8
2798	1190	1249,1	1277,6
4390.25	1996,6	2600,0	2732,9
4527.3	1890,2	2041,7	2186,3
4548.3	1937,5	2216,7	2274,7

Tabel 4.5 menunjukkan bahwa terdapat perbedaan pada data hasil perhitungan menggunakan metode Eaton dengan hasil pengukuran secara langsung. Perbedaan ini kemungkinan

disebabkan oleh metode Eaton untuk zona shale yang homogen, sedangkan pada pengukuran secara langsung tidak pada zona homogen (Ramdhan and Goulty, 2010; Azadpour and Manaman, 2015; Velázquez-Cruz *et al.*, 2017). Hal tersebut juga terjadi pada sumur A dan sumur E, yang mana *formation tester* hasil perhitungan dan hasil pengukuran berbeda.

Selanjutnya, hasil perhitungan tekanan pori dengan log sonic dan log resistivitas dibandingkan dengan *formation tester.* Hasil selisih log sonic dan log resistivitas terhadap *formation tester* bila dirata-rata maka didapatkan nilai berturut-turut sebesar 220,4 psi dan 284,5 psi. Hal tersebut menunjukkan prediksi tekanan pori dengan log sonic lebih akurat bila dibandingkan dengan log resistivitas, hal tersebut disebabkan karena log sonic lebih stabil terhadap kondisi lubang bor, sedangkan log resistivitas terpengaruh oleh kondisi lubang bor dan fluida yang berada di dalam lubang bor (Tingay *et al.*, 2009).

4.6 Penentuan Berat Jenis Lumpur Pengeboran

Penentuan berat jenis lumpur pengeboran (*mud weight drilling)* menjadi hal yang penting untuk dilakukan sebelum pengeboran, hal ini bertujuan untuk memperkecil risiko terjadinya masalah pengeboran (Velázquez-Cruz *et al.*, 2017). Jika berat jenis lumpur yang digunakan kurang dari tekanan pori pada formasi, maka akan terjadi *breakout,* sedangkan jika berat jenis lumpur yang digunakan melebihi tekanan rekah, maka akan terjadi *mud loss* atau lumpur pengeboran akan masuk pada formasi (Zhang, Standifird and Lenamond, 2008).

Penentuan berat jenis lumpur dilakukan menggunakan tekanan pori hasil estimasi menggunakan metode Eaton untuk log sonic atau log resistivitas. Metode yang digunakan untuk perhitungan ini ialah *windowing*. Artinya, data sumur dibagi berdasarkan tren data (nilai rata-rata) pada setiap kedalaman (Mohiuddin *et al.*, 2005), selanjutnya berat jenis lumpur dapat dihitung. Persamaan yang digunakan untuk menentukan berat jenis lumpur yaitu Persamaan (4.1).

$$EMW_{(ppg)} = \frac{PP}{0.052948\ x\ TVD} \tag{4.1}$$

Dengan EMW menotasikan *equivalent mud weight* (ppg), PP mengindikasikan tekanan pori (psi), dan TVD merupakan *true vertical depth* (ft) (Zhang, 2019).

Sebagai contoh, perhitungan berat jenis lumpur pengeboran pada sumur B. Hasil estimasi berat jenis lumpur pengeboran ditunjukkan oleh Gambar 4.9. Pada gambar tersebut terdapat 7 *window* berdasarkan tren data tekanan pori pada setiap *window*.

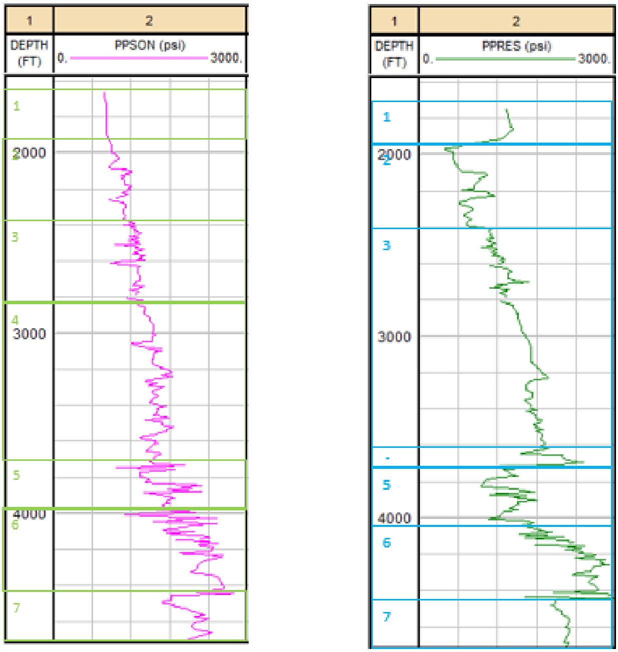
Gambar 4.9(a) dan Gambar 4.9(b) secara berurutan menunjukkan *windowing* yang diestimasi dari tekanan pori log sonic dan log resistivitas. Dari *windowing* tersebut, dihitung *mud weight* menggunakan Persamaan (4.1). Rekomendasi *mud weight* ditentukan berdasarkan nilai rata-rata (mean). Penggunaan mean karena sifat mean yang dapat digunakan untuk mendapatkan gambaran dari sekumpulan data, sehingga mean cukup merepresentasikan nilai *mud weight* rekomendasi pada *window* tersebut. Selanjutnya, *mud weight* hasil perhitungan tiap *window* untuk log sonic dan log resistivitas secara berurutan ditunjukkan oleh Tabel 4.6 dan Tabel 4.7. Gambar *windowing* sumur A, C, D, dan E terdapat pada Lampiran 9, serta nilai *windowing* terdapat pada Lampiran 10.

Tabel 4.6 dan Tabel 4.7 menunjukkan rekomendasi *mud weight* tertinggi pada kedalaman 3985−4449,75 ft dan 4024,25−4477 ft. Hal ini disebabkan pada kedalaman tersebut merupakan formasi Talang Akar. Berdasarkan *final well report*, formasi Talang Akar tersusun atas lithologi batu shale, *sandstone*, *siltstone*, dan *limestone*.

Selanjutnya, pada sumur B terdapat *leak off test* (LOT) yakni pada kedalaman 3715 ft dengan nilai 14,6 ppg. Nilai tersebut menjadi batas maksimal berat jenis lumpur yang dapat digunakanan pada sumur B agar tidak terjadi *mud loss* (Zhang, Standifird and Lenamond, 2008).

Tabel 4.6 dan Tabel 4.7 menunjukkan terdapat perbedaan antara nilai *mud weight* yang digunakan dengan *mud weight*

rekomendasi pada sumur B. Perbedaan tersebut juga terdapat pada sumur A, C, D, dan E sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 4.8. Berdasarkan tabel tersebut, nilai rekomendasi *mud weight* menggunakan log sonic cukup dekat dengan *mud weight* aktual yang digunakan bila dibandingkan dengan log resistivitas. Sebagaimana pada pembahasan sub bab sebelumnya, hal ini disebabkan log sonic lebih stabil terhadap kondisi lubang bor, sedangkan log resistivitas mudah terpengaruh oleh kondisi lubang bor dan fluida yang berada di dalam lubang bor (Tingay *et al.*, 2009). Sehingga nilai rekomendasi *mud weight* dengan log sonic cukup relevan, bila dibandingkan dengan log resistivitas.



(a) (b)

Gambar 4.9 *Windowing* berat jenis lumpur pengeboran Sumur B menggunakan data log; (a) log sonic, (b) log resistivitas

Tabel 4. 6 Rekomendasi berat jenis lumpur pengeboran Sumur B dengan log sonic

Window	Kedalaman (ft)	*Mud Weight* Digunakan (Ppg)	Rekomendasi *Mud Weight* (Ppg)
1	1751-1928	8,9-9,1	8,5
2	1928,25-2346	9,1-9,5	8,9
3	2346,25-2805,75	9,3-9,6	8,9
4	2806-3728,5	9,6	9
5	3728,75-3984,75	9,6-9,8	8,2
6	3985-4449,75	9,8	9,8
7	4450-4731	9,8	8,6

Tabel 4. 7 Rekomendasi berat jenis lumpur pengeboran Sumur B dengan log resistivitas

Window	Kedalaman (ft)	*Mud Weight* Digunakan (ppg)	Rekomendasi *Mud Weight* (ppg)
1	1748,75-1954,5	8,9-9,1	8,9
2	1954,75-2401,5	9,1-9,5	8,5
3	2401,75-3650	9,5-9,6	9,4
4	3650,25-3728,25	9,6-9,8	10
5	3728,5-4024	9,8	9.1
6	4024,25-4477	9,8	10,2
7	4477,25-4731	9,8	9,2

Nilai *leak off test* (LOT) pada Tabel 4.8 menunjukkan batas maksimal *mud weight* yang dapat digunakan pada sumur tersebut. Artinya, rekomendasi *mud weight* yang dihasilkan dari metode Eaton, baik dari log sonic maupun resistivitas, untuk Sumur A, B, dan D dapat digunakan untuk pengeboran.

Tabel 4. 8 *Range* rekomendasi berat jenis lumpur

Sumur	*Mud Weight* Digunakan (ppg)	Rekomendasi *Mud Weight*		LOT (ppg)
		Sonic (ppg)	Resistivitas (ppg)	
A	9,4-10	9,9-11,4	8,9-10,9	13.5
B	8,9-9,8	8,2-9,8	8,5-10,2	14.6
C	9,2-9,9	9,5-11,7	9,4-11,6	-
D	8,8-9,9	9,3-10,2	8,7-13	14.1
E	8,8-9,7	9,4-11,4	8,4-12,8	-

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan analisa hasil dan pembahasan, diperoleh kesimpulan bahwa:

1. Eksponen Eaton yang diperoleh dengan log resistivitas dan log sonic ialah 0,68 dan 3,7 untuk sumur A, 0,61 dan 2,38 untuk sumur B, 1,47 dan 3,3 untuk sumur C, ialah 1,04 dan 1,93 untuk sumur D, serta 0,77 dan 2,61 untuk sumur E.
2. Nilai estimasi tekanan pori terbesar berada pada formasi Talang Akar dan Gumai dengan lithologi shale 40−100%.
3. Estimasi tekanan pori dengan log sonic lebih akurat bila dibandingkan dengan log resistivitas.
4. Rekomendasi *mud weight* dengan metode Eaton menggunakan log sonic cukup akurat dengan nilai rekomendasi pada masing-masing Sumur A, B, C, D, dan E ialah 9,9-11,4 ppg, 8,2-9,8 ppg, 9,5-11,7 ppg, 9,3-10,2 ppg, dan 9,4-11,4 ppg.

"Halaman ini sengaja dikosongkan"

DAFTAR PUSTAKA

Ahmed, A. *et al.* (2019) 'New Model for Pore Pressure Prediction While Drilling Using Artificial Neural Networks', *Arabian Journal for Science and Engineering*. Springer Berlin Heidelberg, 44(6), pp. 6079–6088. doi: 10.1007/s13369-018-3574-7.

Azadpour, M. and Manaman, N. S. (2015) 'Determination of Pore Pressure from Sonic Log : a Case Study on One of Iran Carbonate Reservoir Rocks', *Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology*, 4(3), pp. 37–50.

Bishop, M. G. (2001) 'South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System', *USGS Open File Report*, (99-50-S), p. 22.

Eaton, B. A. (1975) 'The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs, Society of Petroleum Exploration'.

Farid ArabAmeri, Hamid Soleymani, B. T. (2018) 'Enhanced velocity based pore pressure prediction using lithofacies clustering : A case study from a reservoir with complex lithology in Dezful Embayment, SW Iran'.

George B. Asquith and Charles R. Gibson (1982) *Basic Well Log Analysis for Geologists*. USA: The American Association of Petrolium Geologists.

Ginger, D. and Fielding, K. (2005) 'The Petroleum Systems and Future Potential of the South Sumatra Basin', (August).

Glover, P. W. J. (2007) *Petrophysics*. United Kingdom: Department of Geology and Petroleum Geology University of Aberdeen.

Hottmann, C. E. and Johnson, R. K. (1965) 'Estimation of Formation Pressures from Log-Derived Shale Properties', pp. 717–722.

KESDM (2018) *Handbook of Energy & Economic Statistics of Indonesia*. Jakarta: Kementrian Enenrgi dan Sumber Daya Mineral.

Mohiuddin, M. A. *et al.* (2005) 'Field based criteria for the design of safe mud weight window', *Society of Petroleum Engineers - SPE Technical Symposium of Saudi Arabia Section 2005, TSSA 2005*, pp. 1–6. doi: 10.2523/106327-ms.

Mouchet, J.P., and Mitchell, A. (1989) *Abnormal Pressures While Drilling, Boussens, France, Elf Aquitaine*.

Panggabean, H. and Santy, L. D. (2012) 'Sejarah penimbunan cekungan sumatera selatan dan implikasinya terhadap waktu generasi hidrokarbon', *Jurnal Sumber Daya Geologi*, 22(4), pp. 225–235.

PetroChina (2015) 'Final Well Report Exploration'.

Pulunggono, A. and Kosuma, C. G. (1992) 'Pre-Tertiary and Tertiary Fault Systems as a Framework of the South Sumatra Basin; A Study of SAR-Maps'.

Ramdhan, A. M. (2017) 'Overpressure in Indonesia's Sedimentary Basin'. Bandung.

Ramdhan, A. M. and Goulty, N. R. (2010) 'Overpressure-generating mechanisms in the Peciko Field, Lower Kutai Basin, Indonesia', *Petroleum Geoscience*, 16(4), pp. 367–376. doi: 10.1144/1354-079309-027.

Rider, M. H. (1999) 'Geological Interpretation of Well Logs', p. 288.

Schlumberger (1991) *Log Interpretation Principles/Applications*. Houston, Texas: Schlumberger Educational Services, Inc.

Schlumberger (1998) *Introduction To Well Testing, Fundamental*

and Applied Pressure Analysis. Schlumberger Well Services, Inc. doi: 10.1142/9781848160736_0001.

Terzaghi, K. (1943) *Theoretical Soil Mechanics*. New York: John Wiley & Sons, Inc. doi: 10.1061/9780784403648.

Terzaghi, K., Peck, R. B. and Mesri, G. (1996) *Soil Mechanics in Engineering Practice.pdf*. Canada: John Wiley & Sons, Inc.

Tingay, M. (2015) 'The Lusi Mud Volcano Disaster Indonesia : Lessons', (August).

Tingay, M. R. P. *et al.* (2009) 'Origin of overpressure and pore-pressure prediction in the Baram province, Brunei', *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 93(1), pp. 51–74. doi: 10.1306/08080808016.

Velázquez-Cruz, D. *et al.* (2017) 'New methodology for pore pressure prediction using well logs and divergent area', *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 0. doi: 10.2118/185557-ms.

York, P. *et al.* (2009) 'Eliminating Non-Productive Time Associated With Drilling Trouble Zones'. doi: 10.4043/otc-20220-ms.

Zhang, J. (2011) 'Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches', *Earth-Science Reviews*, 108(1–2), pp. 50–63. doi: 10.1016/j.earscirev.2011.06.001.

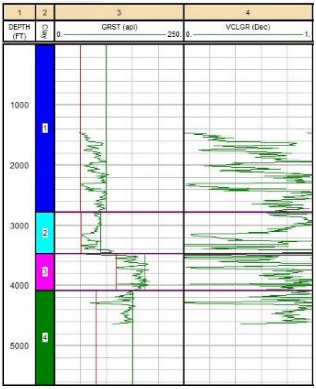
Zhang, J. (2013) 'Effective stress , porosity , velocity and abnormal pore pressure prediction accounting for compaction disequilibrium and unloading', *JMPG*. Elsevier, 45, pp. 2–11. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2013.04.007.

Zhang, J. J. (2019) *Fracture Gradient Prediction and Wellbore Strengthening*, *Applied Petroleum Geomechanics*. doi: 10.1016/b978-0-12-814814-3.00009-5.

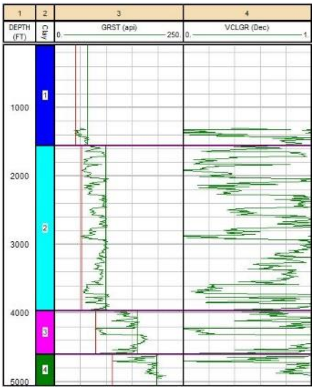
Zhang, J., Standifird, W. and Lenamond, C. (2008) ‘Casing ultradeep, ultralong salt sections in deep water: A case study for failure diagnosis and risk mitigation in record-depth well’, *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1, pp. 129–152. doi: 10.2118/114273-ms.

LAMPIRAN

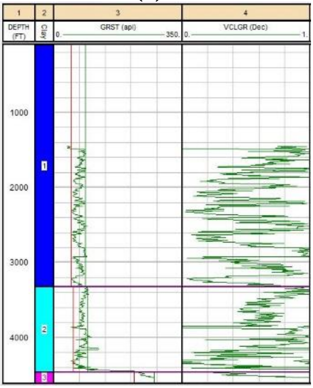
Lampiran 1 Penentuan *shale baseline* untuk menentukan volume *clay* dengan menggunakan *software* IP V3.5 pada sumur A, sumur C, sumur D, dan sumur E. Masing-masing ditunjukkan pada Gambar (a) untuk sumur A, (b) untuk sumur C, (c) untuk sumur D, dan (d) untuk sumur E.



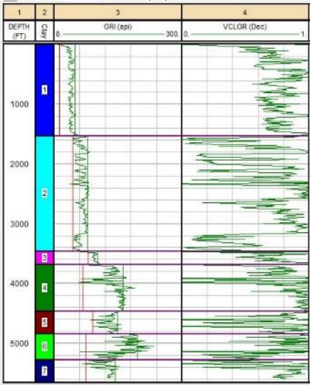
(a)



(b)

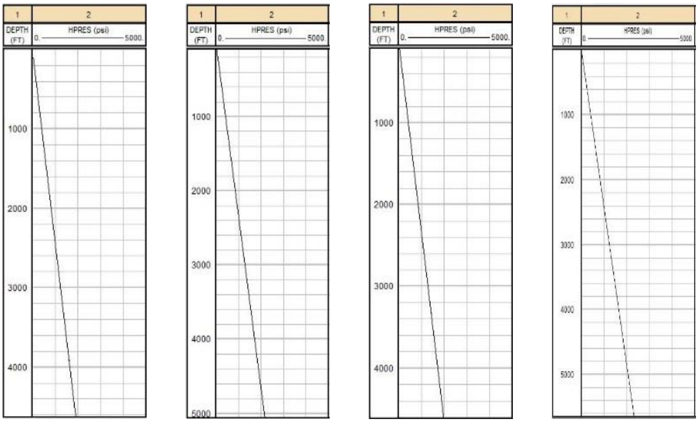


(c)



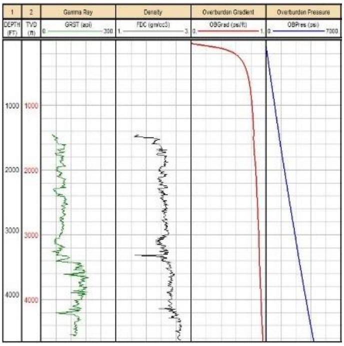
(d)

Lampiran 2 Tekanan hidrostatis pada sumur A, sumur C, sumur D, dan sumur E. Masing-masing ditunjukkan pada Gambar (a) untuk sumur A, (b) untuk sumur C, (c) untuk sumur D, dan (d) untuk sumur E.

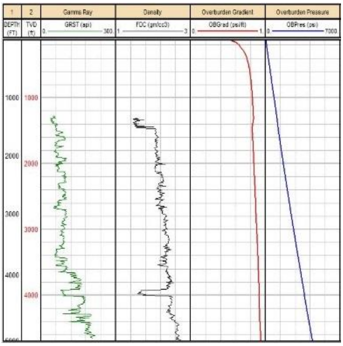


(a) (b) (c) (d)

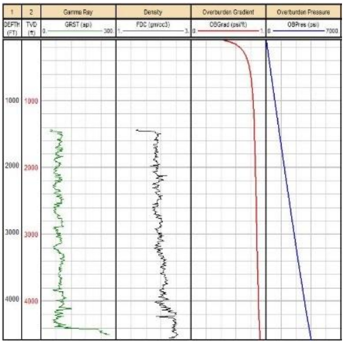
Lampiran 3 Tekanan *overburden* untuk perhitungan *effective stress*. Penentuan tekanan *overburden* dengan menggunakan *software* IP V3.5 pada sumur A, sumur C, sumur D, dan sumur E. Masing-masing ditunjukkan pada Gambar (a) untuk sumur A, (b) untuk sumur C, (c) untuk sumur D, dan (d) untuk sumur E.



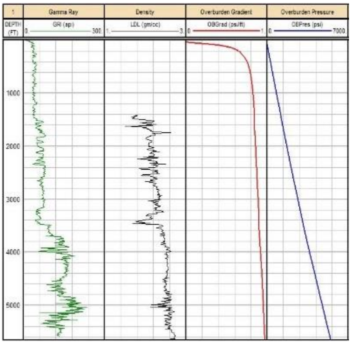
(a)



(b)

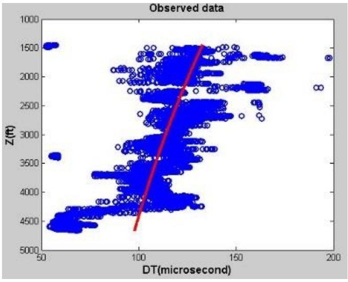


(c)

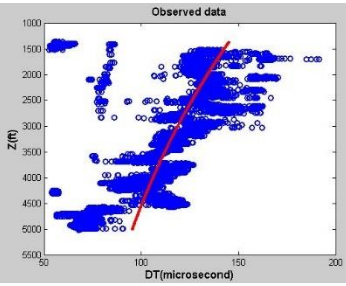


(d)

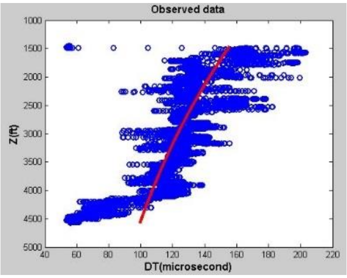
Lampiran 4 Prediksi parameter NCT dengan algoritma *differential evolution* (DE) pada data log sonic dan log resistivitas sumur A, B, C, D, dan E masing-msing ditunjukkan oleh Gambar (a) dan (b).



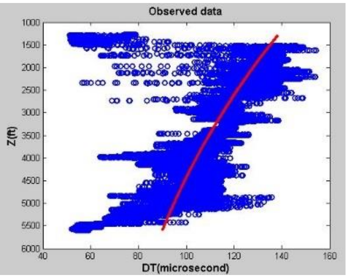
Sumur A



Sumur C

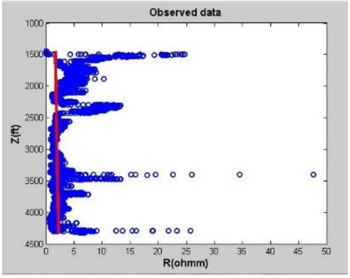


Sumur D

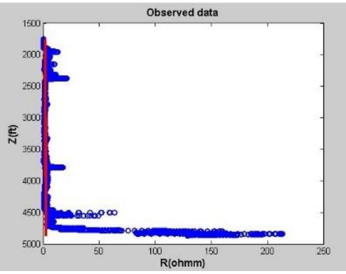


Sumur E

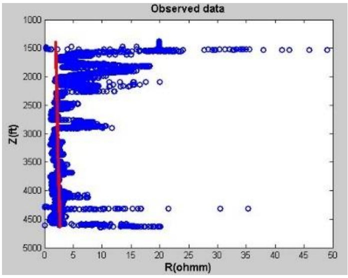
(a)



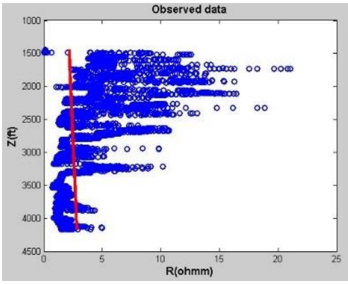
Sumur A



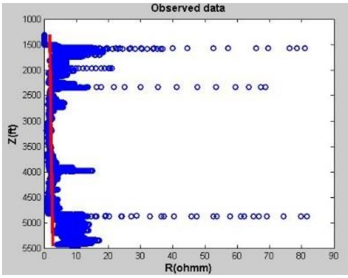
Sumur B



Sumur C



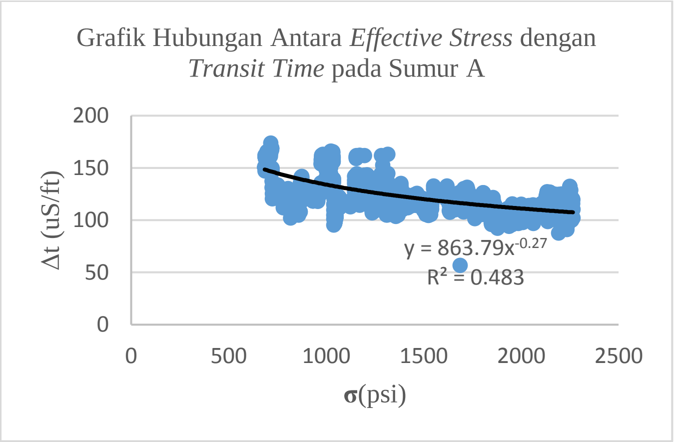
Sumur D

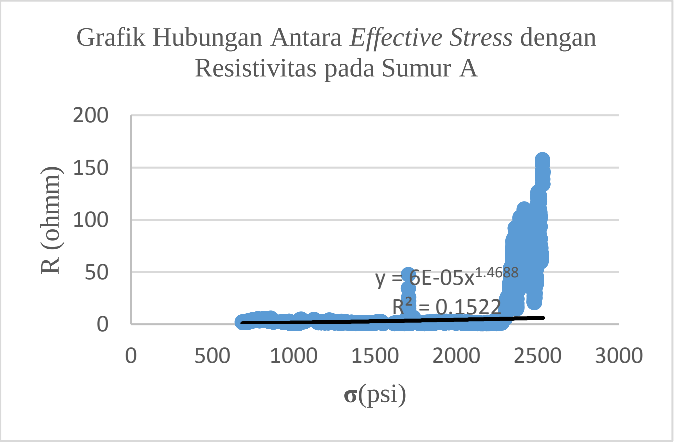


Sumur E

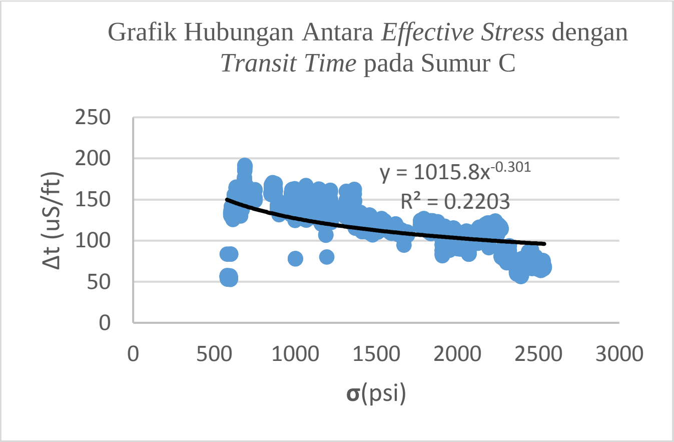
(b)

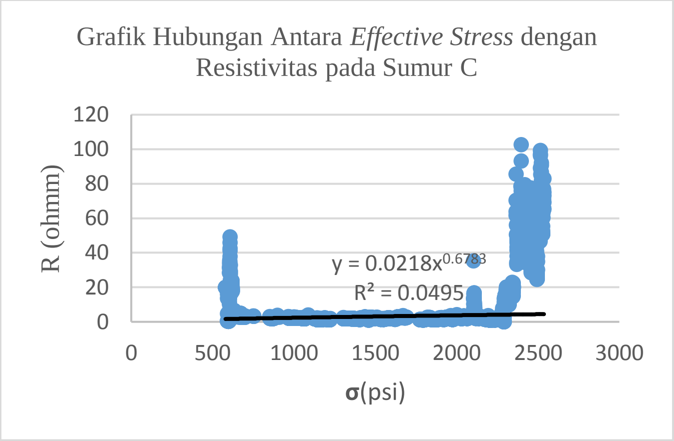
Lampiran 5 Grafik hubungan antara *effective stress* dengan *transit time* serta *effective stress* dengan resistivitas pada sumur A, C, D, dan E untuk menentukan eksponen Eaton, masing-masing ditunjukkan oleh Gambar (a), (b), (c), dan (d).



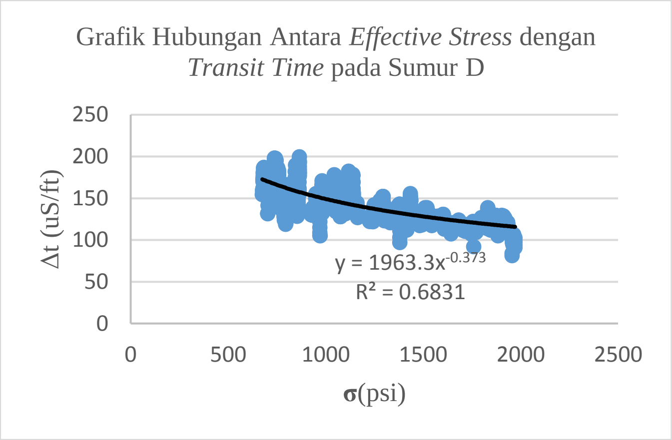


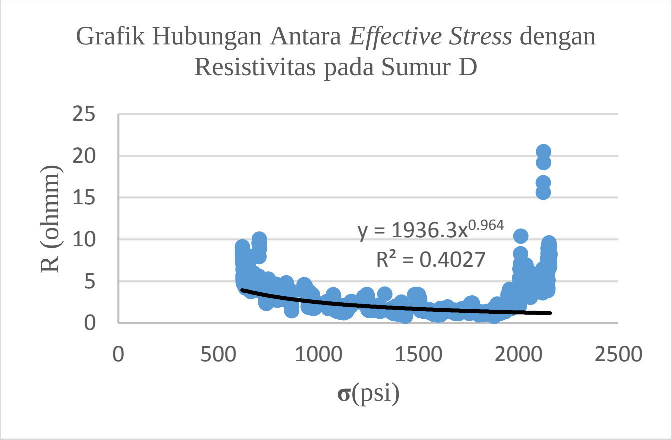
(a)


Grafik Hubungan Antara Effective Stress dengan Transit Time pada Sumur C
250
200
150
100
50
0
Δt (uS/ft)
y = 1015.8x-0.301
R² = 0.2203
0
500
1000
1500
2000
2500
3000
σ(psi)

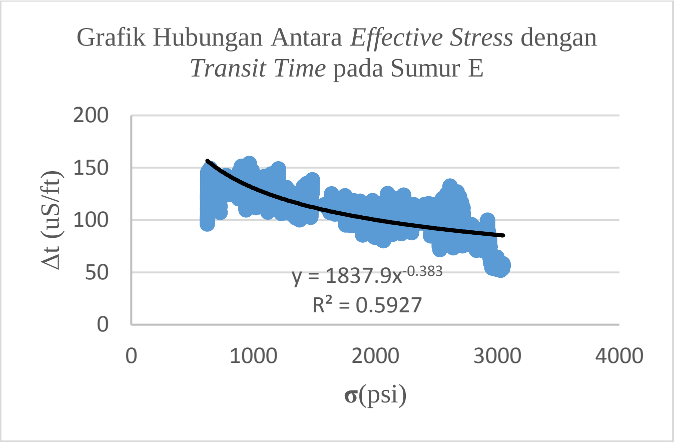

Grafik Hubungan Antara Effective Stress dengan Resistivitas pada Sumur C
120
100
80
60
40
20
0
R (ohmm)
y = 0.0218x0.6783
R² = 0.0495
0
500
1000
1500
2000
2500
3000
σ(psi)

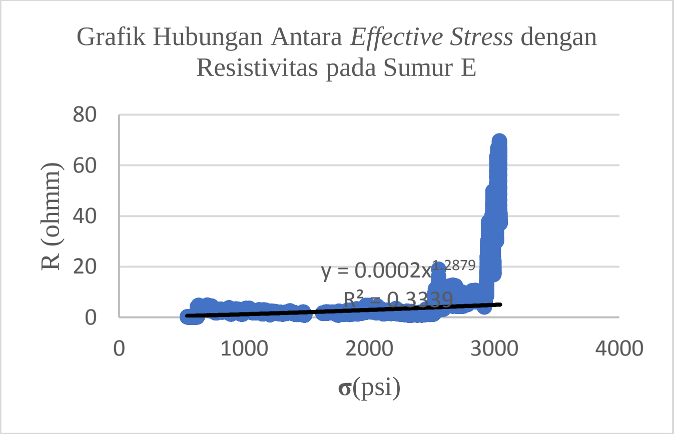
(b)


Grafik Hubungan Antara Effective Stress dengan Transit Time pada Sumur D
Δt (uS/ft)
250
200
150
100
50
0
0
500
1000
1500
2000
2500
σ(psi)
y = 1963.3x-0.373
R² = 0.6831


Grafik Hubungan Antara Effective Stress dengan Resistivitas pada Sumur D
R (ohmm)
25
20
15
10
5
0
0
500
1000
1500
2000
2500
σ(psi)
y = 1936.3x0.964
R² = 0.4027

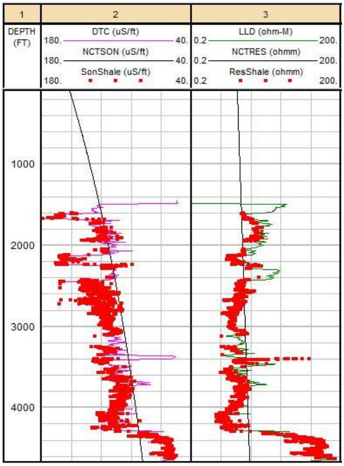
(c)


Grafik Hubungan Antara *Effective Stress* dengan *Transit Time* pada Sumur E
200
150
100
50
0
Δt (uS/ft)
y = 1837.9x^-0.383
R² = 0.5927
0
1000
2000
3000
4000
σ(psi)

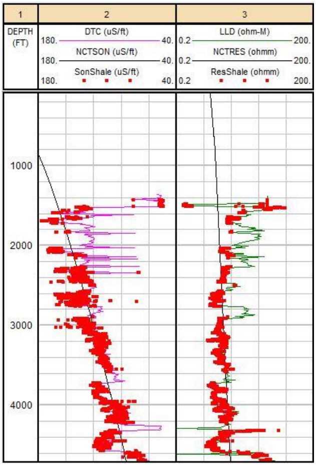

Grafik Hubungan Antara *Effective Stress* dengan Resistivitas pada Sumur E
80
60
40
20
0
R (ohmm)
y = 0.0002x^1.2879
R² = 0.3339
0
1000
2000
3000
4000
σ(psi)

(d)

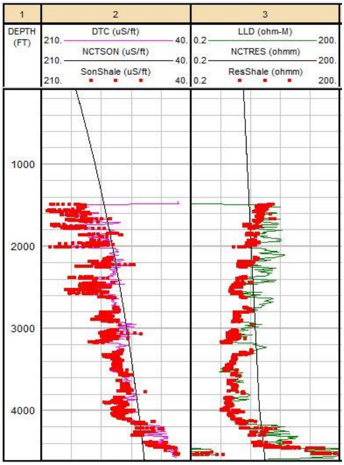
Lampiran 6 Kurva NCT pada sumur A, C, D, dan E, masing-masing ditunjukkan oleh Gambar (a), (b), (c), dan (d).



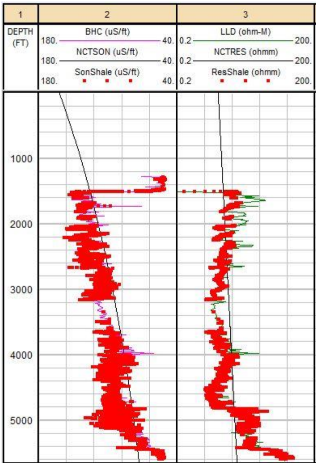
(a)



(b)

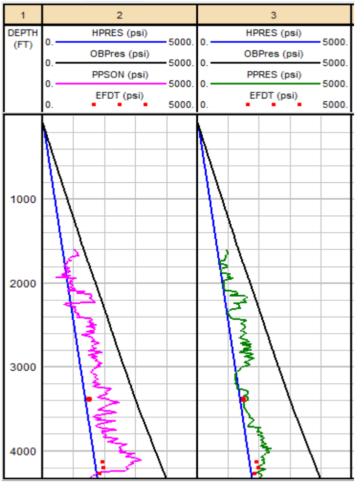


(c)

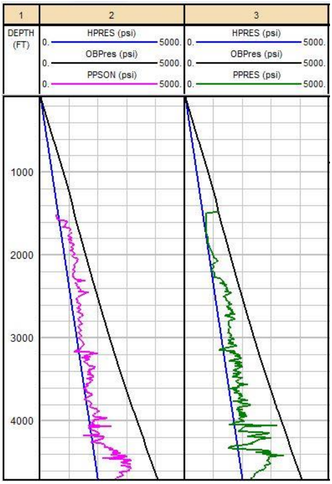


(d)

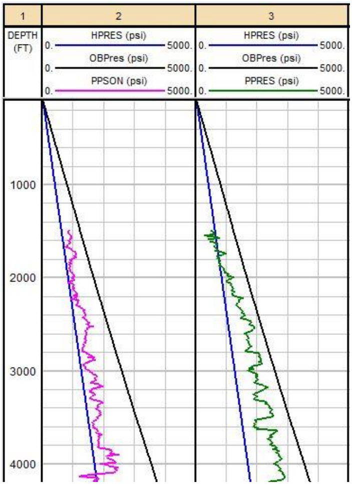
Lampiran 7 Tekanan Pori pada sumur A, C, D, dan E. masing-masing ditunjukkan oleh Gambar (a), (b), (c), dan (d).



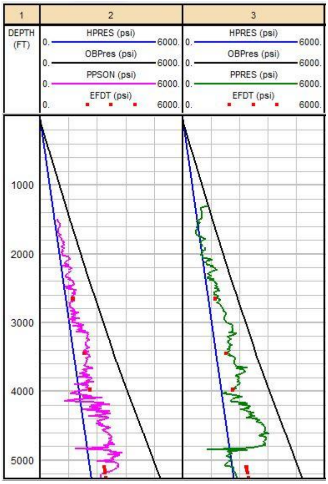
(a)



(b)



©



(d)

Lampiran 8 Tabel perbandingan perhitungan tekanan pori secara langsung dengan pengukuran di lapangan (*formation tester)* pada sumur A dan sumur E.

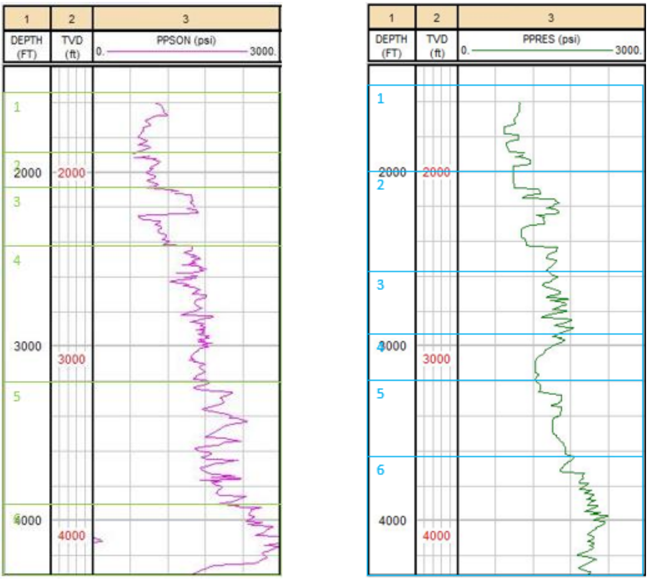
Perbandingan *Formation Tester* dengan Perhitungan Metode Eaton Sumur A

Kedalaman (ft)	*Formation Tester (psi)*	Eaton	
		Sonic (psi)	Resistivitas (psi)
3392	1530	2186	1633
4135	1940	2861	2161
4200	1981	2746	1913
4272	1851	1811	1950

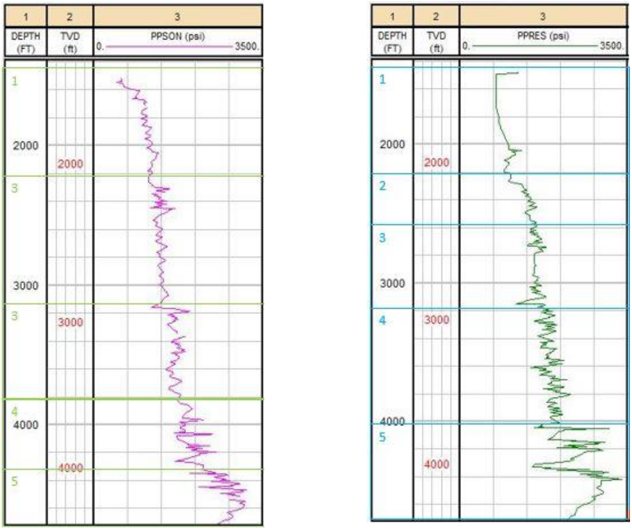
Perbandingan *Formation Tester* dengan Perhitungan Metode Eaton Sumur E

Kedalaman (ft)	*Formation Tester* (psi)	Eaton	
		Sonic (psi)	Resistivitas (psi)
2650	1385	1398.8	1406.2
3452	1846	1865	1945.9
3978	2122	1861.2	2109.4
5104	2700	3329.5	2135.4
5104	2703	3319	2138.4
5106	2703	3308.5	2140.4

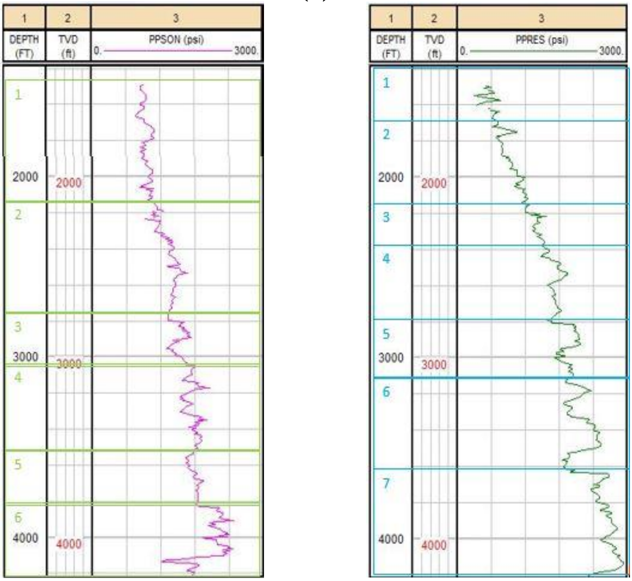
Lampiran 9 *Windowing* pada log sonic dan log resistivitas untuk menentukan rekomendasi *mud weight* pada sumur A, C, D, dan E**.** Masing-masing ditunjukkan oleh Gambar (a), (b), (c), dan (d).



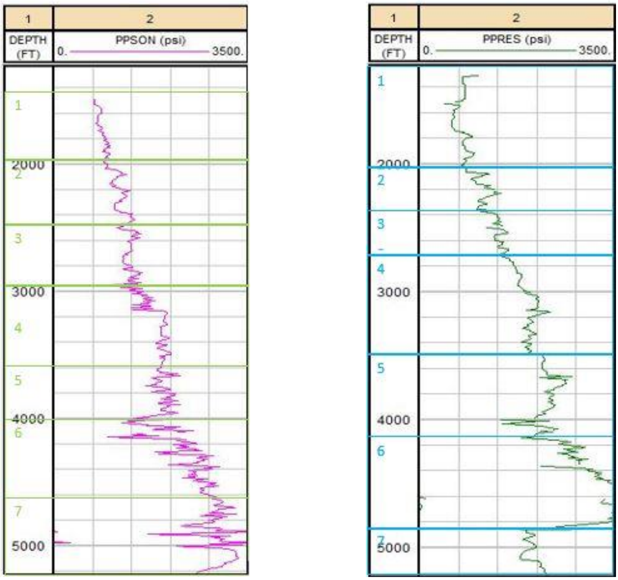
(a)


1
2
3
DEPTH (FT)
TVD (ft)
PPSON (psi)
0.
3500.
1
2000
2000
3
3000
3
3000
4
4000
4000
5
1
2
3
DEPTH (FT)
TVD (ft)
PPRES (psi)
0.
3500.
1
2000
2000
2
3
3000
4
3000
4000
5
4000

(b)


1
2
3
DEPTH (FT)
TVD (ft)
PPSON (psi)
0.
3000.
1
2000
2000
2
3
3000
3000
4
5
6
4000
4000
1
2
3
DEPTH (FT)
TVD (ft)
PPRES (psi)
0.
3000.
1
2
2000
2000
3
4
5
3000
3000
6
7
4000
4000

(c)


1
2
DEPTH (FT)
PPSON (psi)
0.
3500.
2000
3000
4000
5000
3
4
5
6
7
1
2
DEPTH (FT)
PPRES (psi)
0.
3500.
2000
3000
4000
5000
3
4
5
6
7

(d)

Lampiran 10 Tabel perbandingan antara *mud weight* yang digunakan dengan rekomendasi *mud weight* dengan menggunakan log sonic dan log resistivitas pada sumur A, C, D, dan E.

Rekomendasi *Mud Weight* Sumur A dengan Log Sonic

Window	Kedalaman (ft)	*Mud Weight* Digunakan (ppg)	Rekomendasi *Mud Weight* (ppg)
1	1606,5-1733	9,4	11,2
2	1733,5-2091,5	9,4-9,5	11,2
3	2092-2417,5	9,5	9,9
4	2418-3218,5	9,5-9,7	11
5	3219-3848	9,7-10	10,9
6	3848,5-4400	10	11,4

Rekomendasi *Mud Weight* Sumur A dengan Log Resistivitas

Window	Kedalaman (ft)	*Mud Weight* Digunakan (ppg)	Rekomendasi *Mud Weight* (ppg)
1	1605,5-2096	9,4	9,7
2	2096,5-2683	9,4-9,7	10,4
3	2683,5-3028	9,7	10,9
4	3028,5-3260,5	9,7-10	8,9
5	3261-3721,5	10	9
6	3722-4400	10	10

Rekomendasi *Mud Weight* Sumur C dengan Log Sonic

Window	Kedalaman (ft)	*Mud Weight* Digunakan (ppg)	Rekomendasi *Mud Weight* (ppg)
1	1518-2270,5	9,2-9,3	10,5
2	2271-3161	9,2	10,4
3	3161,5-3800	9,2-9,7	9,5

4	3800,5-4273,5	9,7-9,9	9,6
5	4274-4700	9,6-9,9	11,7

Rekomendasi *Mud Weight* Sumur C dengan Log Resistivitas

Window	Kedalaman (ft)	*Mud Weight* Digunakan (ppg)	Rekomendasi *Mud Weight* (ppg)
1	1518-2200	9,2-9,3	9,4
2	2200,5-2555	9,2	11,4
3	2555,5-3172	9,2	11,3
4	3172,5-4046	9,2-9,9	10,8
5	4046,5-4700	9,6-9,9	11,6

Rekomendasi *Mud Weight* Sumur D dengan Log Sonic

Window	kedalaman	*mud weight* digunakan	rekomendasi *mud weight*
1	1489,5-2125	8,8-9,3	10,2
2	2125,5-2801,5	9,3-9,4	10,0
3	2802-3027,5	9,4	9,9
4	3028-3514	9,4	9,9
5	3514,5-3831,5	9,4-9,7	9,3
6	3832-4180	9,7	10,0

Rekomendasi *Mud Weight* Sumur D dengan Log Resistivitas

Window	kedalaman	*mud weight* digunakan	rekomendasi *mud weight*
1	1499-1675,5	8,8-9,2	8,7
2	1676-2197,5	9,2-9,3	9,5
3	2198-2398,5	9,3	12,0
4	2399-2800	9,3-9,4	12,8
5	2800,5-3143,5	9,4	12,7

6	3144-3636,5	9,4	12,3
7	3637-4180	9,7-9,9	13,0

Rekomendasi *Mud Weight* Sumur E dengan Log Sonic

Window	Kedalaman (ft)	*Mud Weight* Digunakan (ppg)	Rekomendasi *Mud Weight* (ppg)
1	1494,5-1988,75	8,9-9	9,4
2	1989-2468	9-9,2	9,9
3	2468,25-2938,5	9,2	9,5
4	2938,75-3600	9,2-9,7	10,6
5	3600,25-4033,75	9,7	9,5
6	4034-4611,25	9,7	10,3
7	4611,25-5210	9,7	11,4

Rekomendasi *Mud Weight* Sumur E dengan Log Resistivitas

Window	Kedalaman (ft)	*Mud Weight* Digunakan (ppg)	Rekomendasi *Mud Weight* (ppg)
1	1312,5-2073	8,8-9	8,4
2	2073,25-2362,75	9-9,2	9,4
3	2363-2727	9,2	10,3
4	2727,25-3458,5	9,2-9,7	11,6
5	3458,75-4148,5	9,7	10,8
6	4148,75-4867,25	9,7	12,8
7	4867,5-5210	9,7	8,2

BIODATA PENULIS

Nama penulis yaitu Zaimatus Sa'diyah. Penulis Lahir di Lamongan, 27 Juni 1998. Riwayat pendidikan penulis yaitu MI Nashrul Ulum Klagensrampat, SMP Negeri 1 Maduran, dan SMA Negeri 1 Lamongan. Usai lulus SMA, penulis melanjutkan studi di Departemen Fisika, Fakultas Sains dan Analitika Data ITS melalui jalur ujian tulis SBMPTN tahun 2016.

Selama berkuliah penulis aktif mengikuti beberapa kegiatan dan organisasi, yaitu pemandu Latihan Keterampilan Manajemen Mahasiswa (LKMM) FSAD ITS, staf *social development* (SocDev) Himasika ITS 2017/2018, wakil ketua 1 Himasika ITS 2018/2019, dan anggota aktif *Research and Technology* (RnT) SM IAGI ITS 2017/2018 dan 2018/2019. Penulis pernah mengikuti kegiatan *Study Excursion* ke Singapura yang diselenggarakan oleh ITS International Office tahun 2018 dan penulis pernah menjadi Finalis *Geophysics Quick Smart Competition* dalam acara Brawijaya Geophysics Festival (BGF UB) tahun 2019. Penulis melaksanakan kerja praktik di PT Pertamina RU IV Cilacap dan menyelesaikan tugas akhir di PetroChina International Jabung. Jika ada kritik dan saran terhadap penulis, silahkan disampaikan melalui email zaimatussadiyah27@gmail.com.